



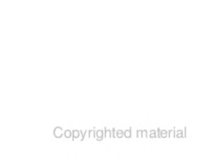
R. MCKENNA // W. FICHTNER (Hrsg.)

# ENERGIEEFFIZIENZ

Tagungsband des VDI-Expertenforums
„Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“

vom 22. und 23. Februar 2011 am KIT, Karlsruhe

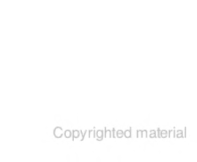




R. McKenna, W. Fichtner (Hrsg.)

# Energieeffizienz

Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“ vom 22. und 23. Februar 2011 am KIT, Karlsruhe



# Energieeffizienz

Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“ vom 22. und 23. Februar 2011 am KIT, Karlsruhe

R. McKenna
W. Fichtner
(Hrsg.)



**Herausgeber**

Dr. Russell McKenna & Prof. Dr. Wolf Fichtner
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP)
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Leiter: Prof. Dr. Wolf Fichtner
Hertzstraße 16, Geb. 06.33
76187 Karlsruhe
www.iip.kit.edu

**Impressum**

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe
www.ksp.kit.edu

KIT – Universität des Landes Baden-Württemberg und nationales
Forschungszentrum in der Helmholtz-Gemeinschaft







KIT Scientific Publishing 2011
Print on Demand

ISBN 978-3-86644-710-3

# Vorwort

Es besteht heute ein breiter Konsens darüber, dass in städtischen Gebieten eine Verringerung von Umweltbelastungen die Lebensqualität für die Einwohner erhöht. Städte leiden unter Luft- und Gewässerverschmutzung sowie Lärm, andererseits verursachen die Ballungsräume selbst oft einen großen Teil Belastungen: Menschen wünschen attraktiven Wohnraum, Arbeitsplätze, Einkaufsmöglichkeiten, Freizeitangebote und Erholungsräume – wofür wiederum Energieversorgung, Industrie und Verkehr benötigt werden. Eine gesicherte Energieversorgung gilt schon lange als selbstverständlich, doch gestiegene Ansprüche bei Umweltschutz und Lebensqualität werden künftig die Einbindung nachhaltiger Energieressourcen, eine intelligente Verteilung und letztlich einen effizienteren Umgang mit Energie erfordern. Industrieunternehmen mögen befürchten, dass sich durch eine Verschärfung der Umweltstandards in Städten die Wettbewerbssituation verschlechtert. Andererseits benötigen sie hoch qualifizierte Arbeitskräfte, die wiederum ein attraktives städtisches Umfeld erwarten.

Fazit: Die optimale Integration der Industrie in die Infrastruktur einer Stadt, mit dem Ausgleich der Interessen von Industrie und städtischer Bevölkerung, ist ein wesentliches Erfolgskriterium bei der Sicherung von Lebensqualität und Arbeitsplätzen.

Diese Ausgangslage diskutierte ein Expertenforum auf Einladung der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (VDI-GEU) in Zusammenarbeit mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) am 22./23. Februar 2011 im KIT in Karlsruhe, wobei speziell das Problem der Energieeffizienz in Städten und Industrien von morgen im Fokus stand.

Der vorliegende Tagungsband beleuchtet die Bandbreite an anstehenden Herausforderungen, aber auch die Chancen für Industrie und Städte, wenn beide gemeinsam Konzepte zur Verbesserung der Energieeffizienz entwickeln. Wie bei jeder Neuausrichtung gibt es auch hier Verunsicherung, aber es eröffnet sich ebenso die Möglichkeit, energieeffiziente Maßnahmen endlich umzusetzen und langfristig die Energiekosten in den Griff zu bekommen.

Die Spannbreite der Tagungsthemen reicht von Bedarfserkennung, Potenzialabschätzung und Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen über die Nutzung von Effizienznetzwerken, und den Einsatz neuer Technologien zur Energiebereitstellung, -verteilung und -speicherung bis hin zu moderner Fernwärme- und Fernkältetechnik, umwelttechnischen Instrumenten sowie aktuellen Standards wie Energiemanagement EN16001 und ISO 50001 und deren Anwendung.

Der VDI FA Energieanwendungen und das KIT begleiten das Thema Energieeffizienz in Industrie und Städten seit längerem, bieten Erfahrungsaustausch mit Experten und leisten einen wesentlichen Beitrag zur nachhaltigen Nutzung der Energieressourcen und zum Klimaschutz.

Der Tagungsband kann die geführten Diskussionen im Expertenkreis nicht vollständig wiedergeben, bietet aber eine ausführliche und wertvolle Zusammenfassung über die vorgestellten Themen.

Für die Ausrichtung der Tagung und die Zusammenstellung des Tagungsbandes möchte ich Prof. Dr. Wolf Fichtner und Dr. Russell McKenna vom KIT in Karlsruhe ganz herzlich danken. Der Dank gilt auch Dipl.-Ing. Jochen Lambauer vom IER an der Universität Stuttgart und Dr.-Ing. Hencke vom VDI, Düsseldorf, für die Unterstützung im Programmausschuss, sowie allen Referenten und den zahlreichen Beteiligten, die die Tagung zu einem Erfolg haben werden lassen.

Dr.-Ing. Paul Girbig, Siemens AG, Erlangen
Vorsitzender VDI Fachausschuss Energieanwendungen

# Inhaltsverzeichnis

# IEA Annex 51: Energy Efficient Communities

## Stand des Projektes und erste Ergebnisse der internationalen Fallstudien

Andreas Koch[1], Reinhard Jank[2], Pascal Girault[1], Benoit Boutaud[1]

*[1]European Institute for Energy Research - EIFER, 76131 Karlsruhe, Deutschland,*
*E-mail: koch@eifer.org, Telefon: +49 (0) 721/61051430*
*[2]Volkswohnung GmbH, Karlsruhe, Deutschland,*
*E-mail: reinhard.jank@volkswohnung.com, Telefon +49 (0) 0721/3506-0*

## Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der wachsenden Bedeutung von Städten und Kommunen als Akteure in der Umsetzung von Klimaschutzkonzepten und speziell Energieeffizienzprojekten zielt der Annex51: „Energy Efficient Communities" auf die Unterstützung lokaler Entscheidungsträger. Das Projekt ist in dem Programm "Energy Conservation in Buildings and Community Systems" (ECBCS) der Internationalen Energieagentur (IE-A) angesiedelt. Fallstudien erfolgreicher energieeffizienter Stadtentwicklungsprojekte dienen als Grundlage zur Erstellung eines Handlungsleitfadens für Entscheidungsträger und einer Software Anwendung zur unterstützenden Bewertung von Energiekonzepten. Neben den Werkzeugen zur Planung energieeffizienter Konzepte spielen die durch den politischen Rahmen gegebenen Methoden in Form der jeweiligen politischen Instrumente eine entscheidende Rolle. Im Rahmen des ersten Arbeitsabschnittes wurden 18 Fallstudien aus den 11 teilnehmenden Ländern evaluiert. Aus den diskutierten Projekten lässt sich zum einen der Bedarf an integrierten Planungswerkzeugen auf der Ebene von Stadtquartieren ableiten, da die Energiekonzepte meist auf gebäudebasierten Berechnungen beruhten. Insbesondere im Hinblick auf durchschnittliche Projektlaufzeiten von über zehn Jahren ergibt sich weiterhin eine Notwendigkeit für ein prozessbegleitendes Monitoring, das im Austausch mit den Planungsvorgaben und Zielwerten geschehen muss.

Der Beitrag stellt erste Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus dem von EIFER geleiteten Arbeitspaket vor. Im Laufe des Jahres 2010 begannen die weiteren Arbeitsschritte zur Evaluierung laufender Energieeffizienzprojekte in Städten und Stadtquartie-

ren, die über den aktuellen Stand der Technik in den Teilnehmerländern hinausgehen. Arbeitsergebnisse und weitere Informationen zu dem Projekt werden laufend unter www.annex51.org eingestellt. Die an dem Projekt teilnehmenden Länder sind Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Japan, Kanada, Niederlande, Österreich, Schweden, Schweiz und die Vereinigten Staaten. Die Koordination des Projektes liegt bei Dr. Reinhard Jank.

## Stichworte

Städtische Energieplanung, lokale Energie- und Klimaschutzkonzepte, energieeffiziente Stadtquartiere

## 1 Einleitung

Die langfristigen Reduktionsziele von Treibhausgasemissionen von 80% bis 2050 in industrialisierten Ländern werden alle Bereiche der Energienutzung umfassen. Dazu gehören Transport, Industrie und der Gebäudesektor. Letzterer bedingt insgesamt über 40% der Endenergienutzung in OECD Ländern. Eine erhöhte Energieeffizienz in diesem Sektor im Zusammenspiel mit dem Einsatz von erneuerbaren Energieträgern sind notwendige Voraussetzungen für eine erfolgreiche Energie- und Klimawandel-Politik in den industrialisierten Ländern. Weiterhin befinden sich 80% der Gebäude in Städten unterschiedlicher Größe, aus diesem Grund ist es erforderlich, dass diese die teilweise ambitionierten Energie- und Klimaschutzziele mittragen und auch erreichen. Dieser Prozess wird zukünftig umfangreiche Veränderungen der Stadtstruktur und der Nutzung von Energie in Städten mit sich bringen.

In den letzten Jahren wurden große Fortschritte in der Energieeffizienz von Gebäuden des tertiären Sektors wie auch von Wohngebäuden gemacht. Neue Standards wie das „Passivhaus", oder „Net Zero Buildings" [1] wurden erfolgreich auf dem Markt eingeführt. Obwohl hierdurch die Energienutzung in Neubauten im Vergleich zu konventionellen Gebäuden mehr als halbiert werden kann, reicht die Verbesserung des Neubaustandards nicht aus, um die heutigen Probleme zu lösen. Betrachtet man den Gebäudebestand in unseren Städten und die Tatsache, dass im Jahr 2050 noch etwa 80% davon bestehen wird, wird deutlich, welches enorme Potential zur Reduktion der

Nutzung fossiler Energieträger in der Renovation bestehender Gebäude liegt. Der spezifische Primärenergiebedarf von Altbauten für die Raumheizung, Kühlung, Warmwasser und die Nutzung elektrischer Geräte liegt oft über 300 kWhPE/(m2a), eine Reduktion um 80% würde den Bedarf auf etwa 60 kWhPE/(m2a) verringern.

Obgleich dies technisch möglich ist, sind die Konzepte oft durch ihre Wirtschaftlichkeit begrenzt, da sich die Grenzkosten mehr als linear mit steigendem Dämmstandard erhöhen. Aus diesem Grund müssen Alternativen zu der reinen Effizienzstrategie gefunden werden wie zum Beispiel der „Low-Ex Ansatz“ [2] oder der zusätzliche Einsatz erneuerbarer Energieträger.

Aufgrund maßstabsbedingter Kostenvorteile sind eine Reihe von Technologien wie die Kraft-Wärme-Kopplung, Abwärmenutzung, Biomasseheizwerke und andere aus technischer wie auch ökonomischer Sicht effizienter im größeren Maßstab einsetzbar [3]. Durch den Einsatz entsprechend der lokalen Gegebenheiten kann es gelingen, die Primärenergienutzung oder die Treibhausgasemissionen weiter zu reduzieren und dabei geringere spezifische Grenzkosten auf der Ebene von Kommunen oder Stadtquartieren zu erzielen. Zwar besteht weiterhin die Notwendigkeit, die technischen Komponenten auf Gebäudeebene zu verbessern und deren Kosten zu reduzieren, jedoch kann der Ansatz auf dem Maßstab von Stadtquartieren weitere Möglichkeiten bieten, sofern eine ausreichende Energiebedarfsdichte vorliegt. Die Nutzung dieser Potentiale ist eine zwingende Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung lokaler Klimaschutzkonzepte. Aus diesem Grund spielen Kommunen und Städte eine wesentliche Rolle in der Bewältigung der Herausforderungen des Klimaschutzes.

Aus der geringen Anzahl an Städten mit erfolgreichen Klimaschutzkonzepten lässt sich schließen, dass der Realisierung der Potentiale immer noch gewichtige Barrieren entgegenstehen. Um diese Barrieren zu überwinden ist eine integrierte Energieplanung für Stadtteile bzw. die Erstellung von Energie-Masterplänen für Städte notwendig, die entsprechende Umsetzungsstrategien beinhalten. Im Gegensatz zu Pilot- oder Demonstrationsvorhaben sollten diese übergreifenden Konzepte ein ökonomisches Optimum anstreben, anstatt ausschließlich technische Innovationen umzusetzen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass auf dem Maßstab von Städten gesamtökonomische Gesichtspunkte ausschlaggebend sein können, wie etwa eine lokale Wertschöpfungskette, so dass eine optimale Lösung über die reine Kostenoptimierung hinausgehen muss. Hierin liegt ein wesentlicher Unterschied zu gebäudebezogenen Projekten.

Die hier skizzierte Problemstellung wurde in einer Reihe von Ländern wahrgenommen, in denen nationale Programme zur Förderung der energieeffizienten Stadtentwick-

lung umgesetzt wurden. Um von den Erfahrungen dieser nationalen Fallstudien zu profitieren, wurde ein internationales Projekt (Annex) im Rahmen des Programms: „Energy Conservation in Building and Community Systems“ (ECBCS) der Internationalen Energie Agentur (IEA) gestartet. Der Titel des Annex 51 lautet: „Guidelines and Case Studies for Energy Efficient Communities“. Die Arbeit wurde im Jahr 2009 begonnen und wird im Herbst 2012 abgeschlossen. Die an dem Projekt teilnehmenden Länder sind Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Japan, Kanada, Niederlande, Österreich, Schweden, Schweiz und die Vereinigten Staaten von Amerika.

## 2 Zielsetzung und Projektstruktur

In der lokalen oder städtischen Energieplanung kann nicht auf Standardlösungen zurückgegriffen werden, da jeder Fall angepasster Lösungen und Umsetzungsstrategien bedarf. Das Ziel des Annex 51 ist es Beispiele solcher erfolgreicher Strategien zu identifizieren und aus der Analyse heraus lokalen Entscheidungsträgern die notwendigen Informationen zur Verfügung zu stellen, um eigene Ziele zu definieren und diese erfolgreich umzusetzen.

Aus diesem Anspruch heraus wurde die Struktur des Projektes entwickelt:

- Beschreibung des Standes der Entwicklung in Bezug auf Methoden, Werkzeuge und Strategien zur Umsetzung lokaler Energieplanung (Subtask A)
- Erfahrungsaustausch der nationalen Aktivitäten in Hinblick auf Stadtquartiere (Subtask B) und Städte (Subtask C)
- Zusammenfassung der Ergebnisse in einem methodischen Leitfaden für lokale Entscheidungsträger und einem vereinfachten Planungswerkzeug für frühe Projektphasen (Subtask D)

## 3 Erste Ergebnisse aus der laufenden Projektarbeit

Das erste Arbeitspaket, das den Stand der derzeitigen Praxis im Fokus hat, wird im Sommer 2011 abgeschlossen sein. Die Arbeit wurde von Frankreich geleitet, vertreten durch A. Koch und P. Girault vom Europäischen Institut für Energieforschung (EI-

FER), das eine Europäische Wirtschaftliche Interessenvereinigung (EWIV) zwischen Électricité de France (EDF) und dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) ist. Als Grundlage der weiteren Arbeit wurden zunächst Fallstudien, Planungsansätze und -werkzeuge erfolgreicher Projekte auf Stadt- und Quartiersebene aus den teilnehmenden Ländern evaluiert. Zusätzlich wurden die Umsetzungsstrategien und die zur Umsetzung notwendigen Instrumente diskutiert. Neben den durch die nationalen Teilnehmer ausgesuchten und dokumentierten Projekten wurden Interviews mit lokalen Entscheidungsträgern geführt, die direkt in die Projekte involviert waren. Die im Folgenden präsentierten Ergebnisse basieren dabei auf abgeschlossenen Projekten. Laufende Projekte werden in den späteren Arbeitsphasen des Annex 51 evaluiert.

Projekte, denen Stadtquartiere als Planungsebene zugrunde liegen, zeigen eine weite Bandbreite in Bezug auf den Maßstab, die Nutzung und die Einwohnerzahl aber auch die Zielsetzungen und umgesetzten Lösungen variieren stark. Bei den Projekten handelt es sich um innerstädtische Entwicklungsgebiete wie das Western Harbour Projekt in Malmö oder Regent Park in Toronto, hochverdichtete Bürobezirke wie in dem Fall Yokohamas bis hin zu neuen Erschließungen von Wohngebieten wie das Projekt Burgholzhof in Stuttgart.

Als Beispiele städtischer Strategien wurden in den ersten Projektbeschreibungen lediglich Freiburg und Lyon dokumentiert, so dass eine Diskussion nicht in vergleichbarer Weise stattfand. Beispiele integrierter städtischer Klimaschutzstrategien werden in dem bereits begonnenen dritten Arbeitspaket evaluiert. Die beschriebenen Fallstudien sind in Tab. 1 als Übersicht dargestellt.

| Case Study | Country | City | HDD18/15 |
|---|---|---|---|
| SolarCity Pichling (AT) | Austria | Linz | 3085 |
| Obertrum (AT) | Austria | Obertrum | 3229 |
| Dockside Green (CA) | Canada | Victoria | 2807 |
| Regent Park (CA) | Canada | Toronto | 3599 |
| Quartier Ecoparc Neuchâtel (CH) | Switzerland | Neuchâtel | 2845 |
| Samsø Island (DK) | Denmark | Samsø Island | 3180 |
| Stenlose Syd (DK) | Denmark | Egedal | 3318 |
| ZAC de Bonne (FR) | France | Grenoble | 2483 |
| Grand Lyon (FR) | France | Lyon | 2200 |
| Andromède (FR) | France | Toulouse | 1914 |
| Stuttgart Burgholzhof (DE) | Germany | Stuttgart | 2719 |
| Hoyerswerda Neustadt (DE) | Germany | Hoyerswerda | 3186 |
| City of Freiburg (DE) | Germany | Freiburg | 2794 |
| Tamachi Train Station (JP) | Japan | Minato-Ward | 1697 |
| Shin-Yokohama (JP) | Japan | Yokohama | 1492 |
| Stad van de Zon (NL) | Netherlands | Heerhugowaard | 2689 |
| Västra Hamnen (SE) | Sweden | Malmö | 3470 |
| Hammarby Sjöstad (SE) | Sweden | Stockholm | 4128 |
| | | Average | 2824 |

*Berechnungsgrundlage: Tagesmitteltemperaturen 1995-2005, Meteonorm*

Tab. 1: Internationale Fallstudien, die im Rahmen des ersten Arbeitspaketes in Annex 51 betrachtet wurden mit den jeweiligen Gradtagzahl $GTZ_{18\ 15}$

Die technische Beschreibung, die die Beschaffenheit der Bebauungsstruktur sowie die technische Infrastruktur erfasst, zeigt bereits die unterschiedlichen Strategien, die zur Erreichung der Zielsetzungen in Bezug auf Energieeffizienz oder die Vermeidung von Treibhausgasemissionen gewählt wurden. Aufgrund der Tatsache, dass keine detaillierte Datengrundlage zur Planung und meistens auch keine Daten aus einer Betriebsüberwachung zur Verfügung standen, war eine quantitative Analyse in diesem ersten Arbeitsschritt nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich. Dennoch zeigt der Vergleich der Projekte gemeinsame Erfolgsfaktoren, die auch als Strategien gedeutet werden können, vergleichbare Problemstellungen im Laufe des Projektes zu bewältigen. Die Darstellung dieser Faktoren folgt hier dem Projektverlauf und ist nicht als Gewichtung zu verstehen.

Städtische Entwicklungsprojekte sind selten auf einen Aspekt reduzierbar. Umso wichtiger ist es, eine klare Priorisierung der einzelnen Vorgaben vorzunehmen. Hierzu

gehört zum einen die verbindliche, quantifizierbare Definition von Zielwerten in Bezug auf einzelne Handlungsfelder wie beispielsweise den Einsatz erneuerbarer Energieträger. Dabei sollten die Ziele realistisch sein. Im Fall des Niederländischen Projektes Heerhugowaard zeigte sich, dass die Fokussierung auf wenige Handlungsoptionen hilfreich war, das Projekt voranzubringen und eine übergeordnete Identität für das Projekt „city of the sun“ zu schaffen. Die Art und Weise, wie Zielwerte verbindlich für alle Projektbeteiligten und die gesamte Dauer des Projektes festgeschrieben werden können, variiert dabei mit der Projektstruktur. In lokalen Planungsinstrumenten können energetische Kennwerte, die über die jeweiligen gesetzlichen Anforderungen hinausgehen, oft nur unzureichend festgesetzt werden. In einer Reihe von Projekten wurde daher auf eine vertragliche Festschreibung zurückgegriffen. Die im Rahmen der Evaluierung betrachteten Vertragstexte beinhalten dabei konkrete Vorgaben, die sich beispielsweise auf den Gebäudestandard oder die Wahl des Energieträgers beziehen. Im Fall des Dockside Green Projektes in Victoria (Kanada) wurden zusätzlich spezifische Vertragsstrafen vereinbart. Im Vergleich zu anderen Fällen bietet dieses Beispiel somit einen unmittelbaren Hebel zur Durchsetzung der Zielvorgaben. Zusammen mit der gewählten Handlungsstrategie erfolgt zwangsläufig die Auswahl geeigneter Indikatoren, die eine Beschreibung des Grades der Zielerreichung zulassen. Dazu müssen diese nicht nur die Zielwerte abbilden, sondern auch messbar im Sinne einer späteren Datenerfassung sein. Im Rahmen städtischer Klimaschutzstrategien findet sich häufig der Ausstoß von $CO_2$ bzw. $CO_2$-Äquivalenten als Indikator.

Gemessen an dem hohen planerischen und finanziellen Aufwand, den die Projekte für einzelne Kommunen oder Städte bedeuten, scheint es zunächst überraschend, dass in den wenigsten Fällen eine Überprüfung der Zielwerte mittels Messungen der tatsächlichen Energienutzung vorgenommen wurde. Zum einen wird dies mit mangelnden Ressourcen begründet, zum anderen kann vermutet werden, dass auch politische Motive eine Rolle spielen [4]. Betrachtet man die Ausgangsfrage nach erfolgreichen Energieeffizienzprojekten, muss festgestellt werden, dass in den Fällen, in denen keine Betriebsüberwachung während und nach der Umsetzung erfolgt, nicht bestimmt werden kann, ob das Projekt tatsächlich zu Energieeinsparungen oder zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen führte. Mit Blick auf die Umsetzungsinstrumente, die im Fokus von Annex 51 stehen, bedeutet der Mangel an konsequentem Monitoring, dass auch der Erfolg oder Misserfolg von politischen Instrumenten nicht eindeutig beschreibbar ist. Die Notwendigkeit einer verstärkten Umsetzung von geeigneten Maßnahmen zur

Überprüfung der Ergebnisse städtischer Entwicklungsprojekte ist somit die Hauptschlussfolgerung und Forderung aus der Projektevaluation des ersten Arbeitspaketes.

Neben den technischen Aspekten zeigte sich, dass akteursbezogene Aspekte der Projekte von großer Wichtigkeit waren. Die Kommunikation der einzelnen Projektbeteiligten und der Bewohner kann wesentlich zum Erfolg städtischer Entwicklungsprojekte beitragen. Für die Etablierung der Kontakte ist dabei ein nicht unerheblicher Aufwand erforderlich, der oft nicht vorhergesehen, aber dennoch als notwendig erachtet wurde. Neben der projektinternen Kommunikation ist der Erfahrungsaustausch mit anderen Städten häufig in den durchgeführten Interviews als Bestandteil früher Entscheidungsphasen genannt. Dieser erfolgte zum Teil über nationale oder transnationale Stadtnetzwerke oder direkt durch den Besuch bekannter Pilotprojekte wie dem Quartier Vauban in Freiburg oder Western Harbour in Malmö. In vielen der Projekte zeigte sich, dass Individuen eine herausragende Rolle als Motor eines Projektes spielten. Diese Rolle fällt nicht zwangsläufig mit der eines lokalen Entscheidungsträgers zusammen. Oft sind dabei Initiatoren von Projekten Personen oder Gruppen, die das Projekt bis zu der Umsetzungsphase vorantreiben. Auch der Austausch mit anderen Gruppen oder Verwaltungseinheiten spielte eine wichtige Rolle.

## 3.1 Methoden und Planungswerkzeuge

In der Planung von Stadtquartieren und Städten ergeben sich Fragestellungen, die sich grundlegend von denen der Gebäudeplanung unterscheiden. In der Bauplanung steht meist der bautechnische Nachweis über die Einhaltung gesetzlicher oder freiwilliger Standards im Vordergrund. Hier existiert eine Vielzahl von Planungswerkzeugen wie das „Passivhaus Projektierungs Paket“ in Deutschland oder HOT3000 in Kanada. Für komplexe dynamische Simulationen kommt häufig TRNSYS zum Einsatz. Obwohl davon ausgegangen werden kann, dass sich die Anforderungen in der Planung im städtischen Maßstab stark von der Gebäudeplanung unterschieden, kamen in den betrachteten Projekten ausschließlich die hier genannten oder weitere gebäudebezogene Planungswerkzeuge zum Einsatz. Der Grund liegt in der Tatsache, dass bislang keine kommerziellen Werkzeuge für Stadtquartiere zur Verfügung stehen, die sowohl die Versorgungs- als auch die Bedarfsseite der Energiebilanz berücksichtigen, Schnittstellen zu GIS Systemen bieten und in der Lage sind lokale Emissionen zu bilanzieren. Es kommt folglich eine Vielzahl von Werkzeugen zur Anwendung, die teilweise

durch im Projekt erstellte Berechnungswerkzeuge ergänzt werden. Hieraus resultieren nicht transparente Berechnungswege und eine Mangel an dokumentierten Schnittstellen zu Datenbanken und anderen Werkzeugen (z.B. GIS-Anwendungen). Die lokale Energieplanung bleibt zumeist ein einzelnes schwer reproduzierbares Projekt mit einem individuellen Ansatz zur Datenakquise, Planungsmethodik und Validation.

Während in den beschriebenen Fällen keine integrativen Planungswerkzeuge für Stadtquartiere genutzt wurden, existieren in der Forschung aktuell vielversprechende Ansätze wie TIMES, POLIS oder PERSEUS in der Form von Optimierungsmodellen, die allerdings ein hohes Anforderungsniveau an den Nutzer stellen und üblicherweise nicht in der angewandten Planung eingesetzt werden. Eine Anwendung von POLIS findet sich beispielsweise für eine US Militärinstallation [5]. Eine wichtige zukünftige Aufgabe könnte in der Verbesserung der Nutzerfreundlichkeit solcher Modelle liegen, um diese auch außerhalb der akademischen Welt zur Verfügung zu stellen.

Für den Maßstab gesamtstädtischer Planungen stehen demgegenüber bereits heute anwendungsorientierte Modelle zur Verfügung, die Planer bei der Erstellung von Energie- bzw. Treibhausgasbilanzen unterstützen. In Deutschland, Österreich und der Schweiz ist „GEMIS“ (Globales Emissions-Modell Integrierter Energie-Systeme) weit verbreitet. Auch wenn die Hauptanwendung in dessen Nutzen als Datenbasis für Primärenergiefaktoren und Treibhausgaskennwerten liegt, kann „GEMIS“ als Model für Energiesysteme genutzt werden, in dem auch Kostenkennwerte bereitgestellt werden [6]. Mit „ECORegion“ wurde im Jahr 2009 ein weiteres Werkzeug für Kommunen zur Erstellung und Überwachung städtischer Energie und Treibhausgasbilanzen angeboten [7]. „ECORegion“ wird dabei von einer Reihe von Institutionen wie beispielsweise dem Klima-Bündnis (Climate Alliance) unterstützt und in der Erstellung von Klimaschutzkonzepten angewandt [8]. In Frankreich wird für die gleichen Anwendungsfälle zumeist „Bilan Carbon“ genutzt, das von der Französischen Energieagentur (ADEME) entwickelt und betreut wird [9].

## 4 Ergebnis und Ausblick

Die erste Bewertung aktueller Projekte im Rahmen von Annex 51 zeigt, dass insbesondere in der lokalen Energieplanung für Stadtquartiere ein Mangel an anerkannten und praktisch genutzten Methoden und Planungswerkzeugen festgestellt werden kann. Diese werden als notwendige Voraussetzung gesehen, um lokale Entscheidungsträger

und Planer in die Lage zu versetzen, optimale Lösungen zu finden, quantitativ zu beschreiben und zu vergleichen. Energieplanung im städtischen Kontext bleibt in der Praxis projektbezogen und ist somit als Prozess nur schwer reproduzierbar. Folglich kann die Beschreibung der erfolgreichen Prozesse in abgeschlossenen, ambitionierten Projekten einen wichtigen Beitrag leisten, zukünftige Umsetzungen zu erleichtern.

Die ersten Ergebnisse, die in diesem Beitrag dargestellt wurden, zeigen, dass gleichzeitig eine Strukturierung der Umsetzungsprozesse erforderlich ist, die vor allem die Definition der Ziel, die Beschreibung durch geeignete Indikatoren und die Messung des Grades der Zielerreichung beinhalten muss. Dies gilt sowohl für die im Annex 51 betrachteten energetischen Zielsetzungen als auch in der Übertragung auf weitere Ziele, die im Rahmen von Stadtentwicklungsprojekten oder der Entwicklung gesamtstädtischer Strategien Berücksichtigung finden.

Die Auswertungen und ersten Ergebnisse werden gemeinsam mit den derzeit laufenden Arbeiten Eingang in einen Leitfaden für Entscheidungsträger finden, dessen Veröffentlichung zum Ende des Projektes im Jahr 2012 vorgesehen ist.

## 5 Danksagung

Die hier vorgestellten ersten Ergebnisse sind das Resultat der gesammelten Beiträge aller Teilnehmer des Annex 51. Ohne diese und die intensiven Diskussionen im Rahmen des Projektes wäre die Auswertung der Fallstudien nicht möglich gewesen. Die beteiligten Personen und Institute sind zu zahlreich, um sie alle namentlich aufzuführen, diese sind auf der Website http://www.annex51.org/ nachzulesen, wo auch fortlaufend weitere Ergebnisse zugänglich gemacht werden.

## Tabellenverzeichnis



## Literaturverzeichnis

[1] Voss, K. and M. Riley, *IEA Joint Project: Towards Net Zero Energy Solar Buildings (NZEBs)*, E.A. SHC Task 40, Editor. 2009, International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme, Energy Conservation in Buildings and Community Systems.

[2] Schmidt, D., Low exergy systems for high-performance buildings and communities. Energy and Buildings, 2009. **41**(3): p. 331-336.

[3] Nast, M., Chancen und Perspektiven der Nahwärme im zukünftigen Energiemarkt, in Nahwärme 2004. 2004: Osnabrück.

[4] Vreuls, H., Evaluating energy efficiency policy measures & DSM programmes - Volume I Evaluation Guidebook, in Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes, IEA, Editor. 2005: Sittard.

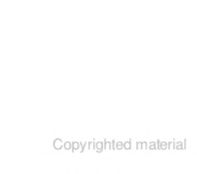
[5] Zhivov, A., et al. Towards a Net Zero Building Cluster Energy Systems Analysis for a Brigade Combat Team Complex. in ASME 2010 4th International Conference on Energy Sustainability. 2010. 'Phoenix, Arizona, USA.

[6] Fritsche, U., L. Rausch, and K.H. Simon, Umweltwirkungsanalyse von Energiesystemen: Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), in Endbericht. Institut für angewandte Ökologie e. 1989.

[7] ECOSPEED, A., Internetdarstellung des Produktes ECORegion, in Online unter: *http://www.ecospeed.ch*, Zugegriffen am 30.4.2011. 2011.

[8] Weber, R., M. Leyendecker, and C. Esseling, Integriertes kommunales Klimaschutzkonzept für die Stadt Dormagen. 2010.

[9] ADEME, Internetdarstellung des Produktes Bilan Carbone, in Online unter: *www.ademe.fr*, Zugegriffen am 30.4.2011. 2011.


Copyrighted material

# Wärmebedarf in Gebäuden: Methodische Ansätze zur modellgestützten Analyse von Energiesystemen

Robert Kunze, Russell McKenna, Daniel Fehrenbach[*], Erik Merkel, Wolf Fichtner

*Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), 76187 Karlsruhe, Deutschland,*
*E-mail: robert.kunze@kit.edu, russell.mckenna@kit.edu, erik.merkel@kit.edu, wolf.fichtner@kit.edu*

*[*]Europäisches Institut für Energieforschung (EIFER), 76131 Karlsruhe, Deutschland,*
*E-mail: fehrenbach@eifer.org*

## Kurzfassung

Die engagierten Zielsetzungen der Bundesregierung zur Reduktion des Primärenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen werfen aus energiewirtschaftlicher Sicht vor allem zwei Fragestellungen auf:

1. Wie ist das zukünftige Energiesystem zur Zielerreichung zu gestalten?
2. Wie sieht der Entwicklungspfad dahin aus?

Die Vielzahl an möglichen Ausgestaltungsformen des Energiesystems, die Konkurrenzeffekte einzelner Technologien untereinander, die Integration neuer Energieanwendungen und -nutzungen (bspw. Smart Home, Smart Grid, E-Mobility etc.) und die Wirtschaftlichkeitsforderung gestalten die Beantwortung dieser Fragen sehr komplex. Die Erkenntnisse aus der modellgestützten Energiesystemanalyse können einen wichtigen Beitrag zu einer systematischen Informationsbasis für relevante Investoren und für die erforderliche Weichenstellung in der Energiepolitik leisten. Allerdings sind der Aussagekraft dieser Modelle Grenzen gesetzt. Entscheidend ist die richtige Interpretation ihrer Ergebnisse.

Für die Analyse des Wärmebedarfs in Gebäuden werden in diesem Beitrag die Möglichkeiten und Grenzen von drei optimierenden Systemmodellen – angewandt für die Betrachtungsebenen Land, Stadt und Einzelgebäude – beleuchtet. Um die jeweiligen Schwächen der drei Modellebenen zu überwinden wird eine indirekte Verknüpfung der Ansätze empfohlen.

## Stichworte

Wärmebedarf, Gebäude, Energiesysteme, Analyse, Modell, Optimierung

## 1 Einleitung

### Motivation

Mit dem im Oktober 2010 vorgelegten Energiekonzept bekräftigt die Bundesregierung erneut ihren Willen zur klima- und ressourcenschonenden Nutzung von Energie in Deutschland. Die Zielsetzungen für den Gebäudebereich sehen – jeweils bezogen auf das Basisjahr 2008 – die Verringerung des Wärmebedarfs um 20% bis 2020 und eine Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80% bis 2050 vor. Dies soll vorrangig durch die schrittweise Erhöhung der energetischen Anforderungen an Gebäudeneubauten und -sanierungen sowie durch die gleichzeitige Verdopplung der jährlichen Sanierungsrate von derzeit knapp unter 1% auf 2% erreicht werden [1].

Private Haushalte nutzen momentan etwa ein Viertel der Endenergie der Bundesrepublik Deutschland, wovon der überwiegende Anteil für die Bereitstellung von Raumwärme (ca. 71%) und die Warmwasserbereitung (ca. 12%) aufgewendet wird (vgl. Abbildung 1) [2]. Rund 87% des derzeitigen Wohnungsbestandes befindet sich in Gebäuden, welche vor 1990 mit – im Vergleich zu den aktuellen Bestimmungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) – wesentlich geringeren energetischen Anforderungen an die Gebäudehülle und Anlagentechnik errichtet wurden [3].
Eine Abschätzung des Modernisierungsstatus ergibt, dass Maßnahmen zur Verbesserung der Gebäudedämmung bislang lediglich an ca. 40% dieser Altbauten umgesetzt wurden. Am häufigsten erfolgten der Austausch von Fenstern sowie Dämmmaßnahmen am Dach

bzw. der obersten Geschossdecke. Eine Fassaden- und Kellerdeckendämmung wurde bisher an weniger als 20% dieser Gebäude vorgenommen [4; 5].

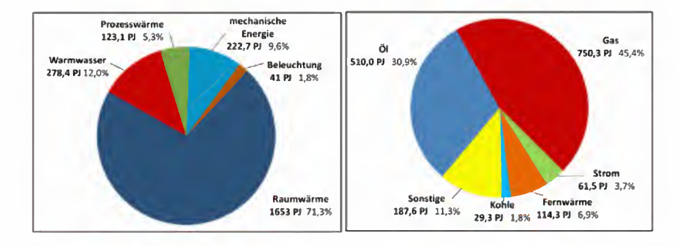



**Abbildung 1: Endenergiebedarf nach Anwendung (links) und nach Energieträger (rechts) in deutschen Haushalten 2007 [2].**

Unabhängig von der Baualtersklasse wird der Wärmebedarf im deutschen Gebäudebestand nach wie vor hauptsächlich durch die Energieträger Gas und Öl gedeckt, welche zusammen einen Anteil von ca. 75% erreichen (vgl. Abbildung 1). Bedingt durch die technische Nutzungsdauer der Heizanlagen von ca. 20-25 Jahren ist der Anteil der Altbauten mit inzwischen erneuerten Heizanlagen deutlich höher anzusetzen als der Anteil der Altbauten mit durchgeführten Modernisierungen an der Gebäudehülle. Laut der aktuellen Erhebung des Schornsteinfegergewerbes sind zwischen 5 und 10% der heute noch betriebenen Gas- und Öl-befeuerten Heizungsanlagen älter als 27 Jahre [6].

## Problemstellung

Dem Gebäudesektor wird deshalb nach wie vor ein bedeutendes Potential zur Energieeinsparung unterstellt, wobei die vorrangigen Ansatzpunkte die weitere Durchführung von Maßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfs und der verstärkte Einsatz ressourcenschonender Anlagensysteme zur Wärmebereitstellung sind. Allerdings muss die vollständige Umsetzung aller heute schon und zukünftig noch zur Verfügung stehenden Energie-

einsparmaßnahmen im Gebäudebereich insbesondere unter ökonomischen Gesichtspunkten nicht zwingend sinnvoll und zielführend sein.

Diese Annahme begründet sich vor allem durch die konkurrierenden Einspareffekte der einzelnen Technologien untereinander, welche verhindern, dass das theoretische Effizienzpotential bei unausgewogener Kombination vollständig ausgeschöpft werden kann. Der Ausnutzungsgrad ist in der Regel aber ein maßgeblicher Einflussfaktor bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Technologieeinsatzes. Weiterhin sind die Einflüsse und Rückkopplungen der energetischen Gebäudegestaltung auf die vorgelagerten Versorgungsstrukturen zu berücksichtigen. Hier steht die Reduktion des Endenergiebedarfs der Gebäude bspw. in Konkurrenz zu sinnvollen Effizienzmaßnahmen im Rahmen der ebenfalls geplanten verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und dem Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen [1].

Die Gestaltung und Entwicklungspfade der Energiesysteme zur Erreichung der ambitionierten Energiesparvorgaben der Bundesregierung werden deshalb kontrovers diskutiert. Die Frage nach dem sinnvollen Einsatzmix von Technologien zur Energieerzeugung, -verteilung und -speicherung sowie zur Reduktion des Bedarfs ist aufgrund der Vielzahl an Handlungsoptionen und Wechselwirkungen auch nicht trivial zu beantworten.
Erschwerend kommt hinzu, dass die Entscheidung für die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen bei einer Vielzahl von Akteuren (z.B. Kommunen, Stadtwerke, Netzbetreiber, Hauseigentümer, Mieter, Gewerbetreibende) mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Prämissen und gesetzlichen Rahmenbedingungen liegt. Zum einen ist sicherlich kaum einem privaten Investor ein vorrangig auf die Zielsetzungen der Bundesregierung ausgerichtetes Handeln zu unterstellen. Zum andern fehlen dem einzelnen Entscheidungsträger oftmals verlässliche Informationen, um vorab das Verhältnis aus Kosten, eigenem Nutzen und vor allem den ökologischen Effekten seiner Handlungsoptionen auf übergeordnete Energiesysteme ausreichend bewerten zu können.

Die Wirkungszusammenhänge und die vielfältigen Gestaltungsmöglichkeiten der Energiesysteme führen bei deren Untersuchung zu einer hohen Komplexität. Die modellgestützte Energiesystemanalyse basierend auf Simulation und/oder Optimierung bietet die Möglichkeit, diese in die Betrachtung mit einzubeziehen und kann deshalb einen wertvollen Beitrag bei der Beantwortung dieser Fragestellungen leisten. Allerdings sind der Aussagekraft dieser Modelle auch Grenzen gesetzt. Das Wissen um die jeweiligen Stärken und Schwächen ist Grundvoraussetzung zur richtigen Interpretation der Ergebnisse und ihrer

Belastbarkeit. Für den Anwendungsfall „Wärmebedarf in Gebäuden" werden die Möglichkeiten und Grenzen von drei optimierenden Systemmodellen – angewandt für die Betrachtungsebenen Land, Stadt und Einzelgebäude – beleuchtet.

Bevor in den folgenden Abschnitten für jede Ebene der Modellaufbau und die jeweiligen Analyseoptionen erläutert werden, erfolgt zunächst die Charakterisierung der Modelle hinsichtlich grundsätzlicher Gemeinsamkeiten und Unterschiede. Eine Übersicht dazu ist in Abbildung 2 dargestellt.

## Methodik

Bei den Ansätzen handelt es sich um gemischt-ganzzahlige Optimiermodelle, die in der GAMS-Entwicklungsumgebung [7] erstellt wurden und auf die mittel- bis langfristige Analyse des jeweils betrachteten Energiesystems abzielen. Abgebildet werden die Energieumwandlungstechnologien und die sie verknüpfenden Energie- und Stoffflüsse (primäre Energieträger, Strom, Wasser, Wärme, Emissionen etc.). Um die maßgeblichen Eigenschaften und Gegebenheiten von Energiesystemen zu berücksichtigen, werden technische, ökonomische und ökologische Nebenbedingungen definiert, wobei sich die einzelnen Betrachtungsebenen hinsichtlich der räumlichen Auflösung und dem Detailgrad der Abbildung für Erzeugungseinheiten, Netze, Nachfragerausstattungen etc. unterscheiden.
Der Grund dafür ist einerseits die Beschränkung der Modellgröße. Anderseits steht für die höheren Ebenen in der Regel auch keine detaillierte Datenbasis zur Verfügung. Deshalb werden mit zunehmender Erweiterung der Untersuchungsraumgrenzen (Gebäude → Stadt → Land) einzelne reale Systemkomponenten aggregiert und durch typisierte Repräsentanten abgebildet.

Zielfunktion ist die Minimierung der diskontierten Systemausgaben. Damit können die kostenminimalen Investitionspfade für Maßnahmen zur Erreichung vorgegebener Energie- und CO2-Einsparziele abgeleitet werden. Für die Betrachtungsebene „Einzelgebäude" wird das Modell zusätzlich um eine Zielfunktion zur Maximierung des Gebäudeertragswertes für Analysen im Mietbereich erweitert (siehe Abschnitt 4).




**Abbildung 2: Modellcharakterisierung auf den Betrachtungsebenen Land, Stadt, und Einzelgebäude**

Neben der räumlichen unterscheidet sich die Analyse der einzelnen Ebenen auch in ihrer zeitlichen Auflösung. Zur Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials von Energieumwandlungsanlagen muss neben dem Energiebedarf auch die Nachfragestruktur (Lastgang / Lastprofil) in die Untersuchung mit einbezogen werden, da diese Treiber für die kapazitive Anlagengenauslegung ist. Mit ansteigender Aggregation der modellierten Systemkomponenten kann auch die zeitliche Auflösung zunehmend typisiert werden, d. h. ein Jahr wird durch einzelne repräsentative Wochen mit Typtagen und Stundenblöcken abgebildet.

## 2 Nationale und regionale Ebene

Bedingt durch die vergleichsweise niedrige Transportfähigkeit von Wärme ist eine Vereinfachung der Systemabbildung, wie sie bei der Betrachtung der Elektrizitätsversorgung auf dieser Ebene angewandt wird, nur eingeschränkt möglich. Aufgrund der hohen Transportfähigkeit von elektrischem Strom haben sich umfassende Netzinfrastrukturen mit vor-

herrschender zentraler Erzeugung herausgebildet, weswegen in der modellgestützten Untersuchung des Elektrizitätssystems für viele Fragestellungen eine räumlich hoch aggregierte Betrachtung sowohl der Erzeugung als auch der Nachfrage vorgenommen werden kann. Dagegen erfordern die im Wärmesystem vorherrschenden objektbasierten Versorgungsstrukturen eine Anlagenauslegung für das jeweils zu versorgende Objekt.

Zur Modellierung des Wärmebedarfs erfolgt daher eine Typisierung des Wohngebäudebestands in Nachfrageklassen (vgl. Abbildung 3). Dabei muss eine stärkere Abstraktion vorgenommen werden als bei der Betrachtung einzelner Städte oder Stadtviertel. Basierend auf Angaben über den Bestand an Wohneinheiten im Mikrozensus [3], werden vier Gebäudegrößenklassen unterschieden, die jeweils wiederum in drei Verbrauchsklassen unterteilt werden. Diese werden aus der Verteilung der wohneinheitenspezifischen Wohnfläche und der Verteilung des flächenspezifischen Raumwärmebedarfs ermittelt [8]. Weiterhin werden vier Gebäudeklassen nach zur Verfügung stehender Infrastruktur unterschieden, insbesondere Gasverteilnetz, Fernwärme, und solche, bei denen keine solche Infrastruktur vorhanden ist. Dabei wird als Unterscheidungsmerkmal jeweils nicht der tatsächliche Anschluss sondern die Möglichkeit des Anschlusses herangezogen. Weiterhin wird die Raumwärmenachfrage getrennt von der Trinkwarmwassernachfrage betrachtet, sodass sich insgesamt 96 Nachfrageklassen ergeben. Entsprechend werden die zur Verfügung stehenden Wärmebereitstellungsanlagen nach Art der Technik und nach Leistungsbereich typisiert. Dann kann eine Zuordnung getroffen werden, welchen Nachfrageklassen welche Anlagenoptionen zur Verfügung stehen. Beispielsweise stehen der Optimierung erdgasbasierte Techniken nur zur Versorgung von Nachfragetypen mit Zugang zum Gasverteilnetz zur Verfügung.

Der elektrische Kraftwerkspark wird analog anhand der Merkmale Art der Technik, elektrische Leistung und Anlagenalter in ca. 90 Typen unterschieden [9]. Hingegen kann die Abbildung der Stromnachfrage bei gegebener Zielstellung aufgrund der umfassenden Netz-Infrastruktur wie bereits dargestellt wesentlich höher aggregiert erfolgen. Die unterjährige Zeittypisierung zur Abbildung der Last- und Energiebereitstellungsprofile erfolgt durch die Definition von zwei Typtagen (einem Arbeits- und einem Wochenendtag) je Jahreszeit. Diese Typtage sind wiederum in zweistündige Zeitschritte untergliedert.

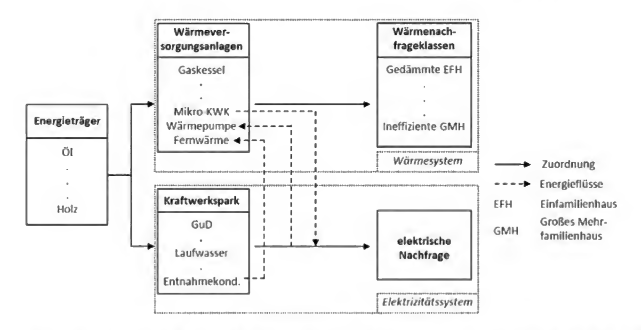



**Abbildung 3: Übersicht der Modellkonzeption: Gekoppelte Betrachtung des Wärme- und Elektrizitätssystems, Abbildung von Erzeugungs- und Nachfrageseite, Letztere elektrizitätsseitig aggregiert und wärmeseitig disaggregiert.**

## Anwendung und Analyseoptionen

Der Ansatz zielt auf die ökonomische Bewertung von Technologien an der Schnittstelle der Elektrizitäts- und Wärmesysteme, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen dezentraler und zentraler Bereitstellung von Wärme und elektrischer Energie, auf nationaler Ebene ab. Daher liegt der Schwerpunkt auf der überregionalen Stromerzeugung und dem internationalen Stromaustausch, anstatt auf den lokalen Versorgungssystemen und Netzen, die eher typisiert abgebildet werden.

Besonders geeignet ist dieser Ansatz zur Analyse des wirtschaftlichen Potenzials von Kraft-Wärme-Kopplungs- und Wärmepumpen-Analgen gelegt. Für einen sinnvollen Einsatz von KWK müssen sowohl Elektrizität als auch Wärme zeitlich bedarfsgemäß bereitgestellt werden können. Diese Synchronitätsrestriktion der Erzeugung und Nutzung lässt sich durch zusätzliche Investitionen in thermische (oder gar elektrische) Speicher, zu einem von der Höhe der Investition abhängigen Maß, aufbrechen (vgl. Hofmann und Christidis in diesem Band). Analog fallen beim Einsatz von Wärmepumpen thermische Erzeugung und elektrischer Verbrauch zeitlich zusammen. Auch hier ist eine zeitliche Entkopplung durch den Einsatz von Wärmespeichern möglich.

### Kritische Reflexion

Im Vergleich zur Betrachtung auf Stadt- oder Gebäudeebene muss – bedingt durch den größeren Bilanzraum bei der bundesweiten Betrachtung – die Zeitauflösung in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Rechenkapazitäten grober ausfallen. Während dieser Zusammenhang prinzipiell nicht überwunden werden kann, könnte der Jahresgang der Heizlast mit einer monatlichen statt jahreszeitlichen Differenzierung wesentlich genauer abgebildet werden. Weiterhin führt die Verwendung lediglich zweier Typtage pro Jahreszeit (Arbeitstag, Wochenende) zu einem starken Verlust von Extremwertinformationen, was eher zu einer Unterdimensionierung der Wärmebereitstellungskapazitäten führt und bei der Interpretation der Ergebnisse hinsichtlich der Auslegung von Anlagen berücksichtigt werden muss. Möglicherweise kann mit vertretbarem Rechenmehraufwand durch die Einführung von Extremzeittypen der Modellendogenisierungsgrad deutlich erhöht werden.

Eine prinzipielle Beschränkung des Ansatzes besteht darin, dass für den Ausbau von Mikro-KWK bei einem bestimmten Nachfragetypus die Vorteilhaftigkeit aus Gesamtsystemsicht in der Praxis nicht hinreichend ist. Zum Treffen dieser Aussage muss der Ansatz um Heizkostenvergleiche aus einzelwirtschaftlicher Perspektive für die jeweiligen Nachfragetypen ergänzt werden, welche wiederum keine Aussagekraft hinsichtlich des Systemoptimums bieten.

Insgesamt erlaubt der Ansatz durch die integrierte Betrachtung des Ausbaus von Mikro-KWK und Wärmepumpen, des konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks, der Gebäudebestandsentwicklung sowie des Einsatzes von Solarthermie und Dämmung im Wohngebäudebereich die Bewertungen des wirtschaftlichen Potenzials einzelner Technologien und Effizienzmaßnahmen unter Berücksichtigung ihrer Wechselwirkungen.

## 3 Stadt und Quartiersebene

Während auf der nationalen Analyseebene auch überregionale Versorgungsstrukturen in die Untersuchung mit eingehen, liegt der Fokus im urbanen Bilanzraum auf der lokalen Energieerzeugung, -verteilung und -nutzung. Die niedrigere Betrachtungsebene ermöglicht eine wesentlich detailliertere Abbildung einzelner typisierter Nutzergruppen und Systemkomponenten und wird somit in seiner Modellierung stärker den spezifischen Gegebenheiten des zu untersuchenden Energiesystems und den Nutzercharakteristika gerecht.

Der in Abbildung 4 schematisch dargestellte Optimierungsansatz baut auf der PERSEUS-Modellfamilie (vgl. u.a. [10; 11]) auf.

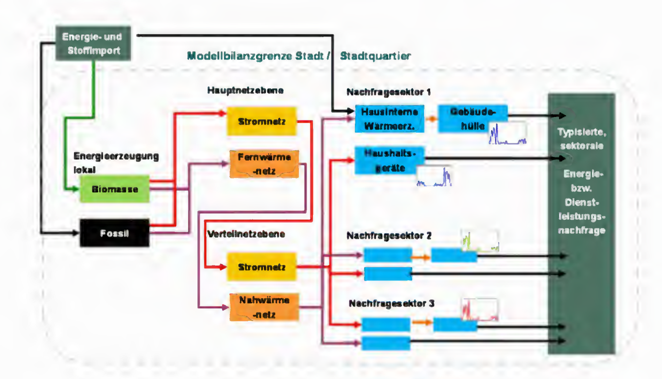



**Abbildung 4: Ebene Stadt – schematischer Modellaufbau**

Im Erzeugungssektor sind sämtliche zentrale als auch dezentrale Energieumwandlungsanlagen für Endenergien enthalten. Diese Anlagen werden über Importflüsse (z.B. Kohle) oder Netzanbindungen (z.B. Gasversorgung) mit Brennstoffen versorgt, denen wiederum Preise hinterlegt sind. Die Technologien werden technisch-ökonomisch parametriert und sind daher mit Investitionen sowie fixen und variablen Betriebskosten einerseits und andererseits mit technischen Parametern (bspw. Wirkungsgrad, maximale/minimale Volllaststundenanzahl etc.) versehen. Im Erzeugungssektor werden sowohl der Zu- und Rückbau der unterschiedlichen Technologieoptionen als auch die Festlegung der Anlagenfahrweise modellendogen bestimmt.
Die Versorgungsnetze werden als Kanten des Energie- und Stoffflussmodells abgebildet und verbinden die Erzeugungsseite mit der Nachfrageseite. Für jede netzgeführte Energieform wie Strom, Gas oder Fernwärme, die für das betrachtete Gebiet berücksichtigt werden soll, wird ein gesondertes Netz modelliert. Der Zubau jedes Netzelementes kann optional als ganzzahlige Variable definiert werden.

Treiber des Modells ist die für die einzelnen Nutzertypen vorzugebende aktuelle Nachfrage nach Raumwärme, Warmwasser sowie an elektrischer Energie. Diese kann durch Investitionsentscheidungen in die Ausstattung der Nachfrageseite (Gebäudedämmung, gebäudeintegrierte Erzeugungsanlagen, effiziente Geräte) beeinflusst werden, sodass die Entwicklung des Endenergiebedarfs letztendlich ebenfalls endogen bestimmt wird. Die unterjährige zeitliche Modellauflösung ist in 4 Typwochen (Frühling, Sommer, Herbst und Winter) mit jeweils 7 Typtagen gegliedert. Die Unterteilung eines Typtages in Stundenblöcke ist auf die Stärke der Schwankungen in den Nachfrageprofilen der abgebildeten Nutzertypen abgestimmt. So erfolgt in den Tagesstunden der Werktage eine wesentlich differenziertere Gliederung als in den Nachtstunden und am Wochenende.

## Anwendung und Analyseoptionen

Der Aggregationsgrad der Ebene Stadt ermöglicht eine detaillierte Betrachtung der Versorgungsnetze – insbesondere für Nahwärme – im Energiesystem. Damit kann beispielsweise der Einsatz lokaler Kraft-Wärme-Kopplungskapazitäten geeignet untersucht werden. Weiterhin bestehen auf dieser Ebene ideale Voraussetzungen, verschiedene Nachfragesektoren aus unterschiedlichen Branchen und Industrien, die durch Unterschiede der Höhe und der zeitlichen Bereitstellung der Energienachfrage gekennzeichnet sind, differenziert abzubilden und deren Interferenzen zu analysieren.
Weiterhin ergeben sich Analysemöglichkeiten der wirtschaftlichen Bewertung einzelner Investitionsprojekte. Der Zubau bestimmter Technologien kann im Modell festgelegt werden. Die daraus berechneten Grenzkosten bilden die Sensitivität der einzelnen Optionen gegenüber der Änderung exogener Rahmenbedingungen (bspw. gesetzliche Vorgaben, lokale Satzungen etc.) ab. Zudem können Ansatzpunkte für Fördermaßnahmen identifiziert werden, um den Einsatz bestimmter Technologien oder die Erreichung von Einsparzielen zu gewährleisten.
Weiterhin ist es möglich, das Modell auf neue Siedlungsflächen oder vorhandene Flächen zur Sanierung oder Umnutzungen anzuwenden und damit eine „Greenfield-“ bzw. „Brownfield-Analyse“ durchzuführen. Damit eignet sich das Modell zur Entscheidungsunterstützung für Planer und Projektträger in den Bereichen des Hochbaus und kommunaler Infrastrukturen.

### Kritische Reflexion

Im Modell wird implizit angenommen, dass alle Marktteilnehmer im Untersuchungsraum den gleichen Informationsstand und perfekte Voraussicht besitzen. Dies wird anhand der Zielfunktion ersichtlich, in der alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben minimiert werden. Die Optimierungsentscheidungen werden also aus Sicht der „Gesamtstadt" und nicht aus Sicht einzelner Marktakteure, wie zum Beispiel Hauseigentümer, getroffen. Dabei sind die abgeleiteten Kosten der Energieerzeugung und -verteilung nicht den Endkundenpreisen gleichzusetzen, welche für Investitionsentscheidungen auf der Nachfrageseite maßgebend wären. Für alle im Modell getätigten (Des-)Investitionsentscheidungen gilt, dass diese ohne Verzug zum optimalen Zeitpunkt auch umgesetzt werden. Die im Markt zu beobachtende Trägheit bei Investitionsentscheidungen wird dabei vernachlässigt. Bedingt durch die gesetzte Bilanzgrenze haben die Modellentscheidungen auch keine Auswirkungen auf das Angebot und die Preise der Energieträger aus überregionalen Versorgungsstrukturen.

# 4 Gebäudeebene

Die Betrachtung des Einzelgebäudes ermöglicht eine wesentlich detaillierte Analyse relevanter Parameter und Einflussfaktoren auf dessen energetische Gestaltung, welche bei der modellgestützten Untersuchung übergeordneter Versorgungsstrukturen durch Aggregation und Typisierung nur stark vereinfacht oder gar nicht berücksichtigt werden können. Der entwickelte Modellansatz basiert in seiner grundsätzlichen Methodik (Abbildung von Energieumwandlungstechnologien und die sie verknüpfenden Energie- und Stoffflüsse) ebenfalls auf der PERSEUS-Modellfamilie und wurde für die detaillierte Analyse des Energiesystems „Einzelgebäude" umfassend erweitert.

Der Energiebedarf eines Gebäudes wird neben standortabhängigen Faktoren wesentlich durch das Verhalten der Akteure Eigentümer und Nutzer bestimmt, wobei diese im Falle der ausschließlich selbst genutzten Immobilie identisch sind. Der Gebäudeeigentümer entscheidet über die eingesetzten Energieträger (Gas, Öl, Fernwärme, elektrische Energie, solare Strahlung) und die eingesetzte Technologie (Brennwertkessel, KWK, Wärmepumpe, Solarthermieanlage, Photovoltaikanlage) zur Wärmeerzeugung. Ebenso ist er für den Gebäudedämmstandard verantwortlich. Der Nutzer beeinflusst den Energiebedarf des Ge-

bäudes maßgeblich durch die Wahl von Maschinen bzw. Haushaltsgeräten und deren Einsatz sowie durch sein Verhalten bei der Wärmenutzung.
Mit der EnEV und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) hat der Gesetzgeber energetische Anforderungen für den Neubau und für die Sanierung von Bestandsgebäuden formuliert, welche in Zukunft noch verschärft werden sollen. Im Gebäudebestand liegt die Entscheidung über den Umsetzungszeitpunkt der Maßnahmen allerdings immer noch beim Eigentümer. Erst ab 2020 soll diese Entscheidungsfreiheit nach den derzeitigen Plänen der Bundesregierung schrittweise eingeschränkt werden. Beginnend mit den ältesten Bauklassen ist ab diesem Zeitpunkt eine Verpflichtung zur Durchführung von energetischen Modernisierungen für Bestandsgebäude unabhängig von dem, durch den Eigentümer geplanten, Sanierungszyklus vorgesehen [1].

Im Rahmen der geltenden gesetzlichen Vorgaben trifft der Eigentümer seine Entscheidungen zur energetischen Gestaltung des Gebäudes vorrangig aus eigenen wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Bei der Analyse seiner Handlungsoptionen müssen in Abhängigkeit der Eigentümer-Nutzer-Beziehung zwei Bewertungsgrundlagen unterschieden werden. Bei der eigengenutzten Immobilie partizipiert der Eigentümer als Investor direkt an der Energiekostensenkung durch die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen. In diesem Fall ist der Ansatz einer kostenminimierenden Zielfunktion bei der modellgestützten Optimierung der energetischen Gebäudegestaltung geeignet. Fallen Eigentümer und Nutzer auseinander (Mietbereich), können die Investitionen in die energetische Gebäudemodernisierung nicht den Kostensenkungen durch Energiebedarfsreduktion gegenübergestellt werden, da Letztere über die Nebenkostenabrechnung nur dem Mieter zugutekommen (Stichwort „Investor-Nutzer-Dilemma").
Der Vermieter hat nach dem Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) die Möglichkeit, seine Modernisierungsinvestitionen auf die Nettomiete umzulegen und wird bei späterer Neuvermietung in der Regel die ortsübliche Vergleichsmiete erreichen. Diese kann je nach Marktsituation sowohl über als auch unter der vorhergehenden Nettomiete inklusive der Modernisierungsumlage liegen. (vgl. Abbildung 5).

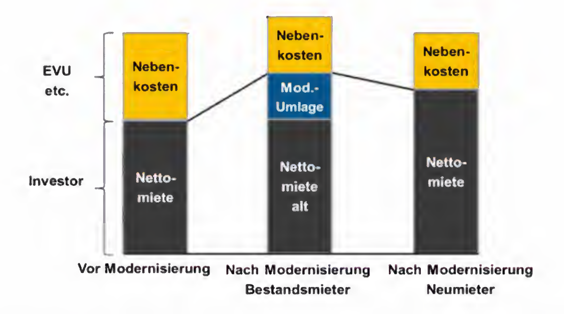



**Abbildung 5: Aufteilung der Bruttomieteinnahmen vor und nach der Modernisierung**

Für die Analyse im Mietbereich wurde das Instrument des vollständigen Finanzplanes [12], kurz VoFi genannt, als Zielfunktion zur Maximierung des Gebäudeertragswertes implementiert. In diese gehen die erzielbaren Mieteinnahmen in Abhängigkeit des Modernisierungszustandes bzw. der Gebäudeausstattungsklasse unter Berücksichtigung von Mieterwechselraten sowie restriktiver gesetzlicher Vorgaben (bspw. Beschränkung von Mietsteigerungen) ein.

Das Gebäude wird durch typisierte Zonen mit homogenen Charakteristika hinsichtlich der Nutzung, Konditionierung und der mietrechtlichen Rahmenbedingungen abgebildet. Besonderes Augenmerk wird auf die detaillierte Modellierung der Anlageoptionen zur Bereitstellung von Wärme und/oder elektrischer Energie hinsichtlich ihrer technischen Parameter, Kombinationsmöglichkeiten und Betriebsweisen gelegt. Die Laststrukturen gehen als kontinuierliche Zeitreihe in die Analyse ein. Auf die Bildung von Typwochen und -tagen wird verzichtet. Lediglich Tageszeiträume mit geringer fluktuierender Nachfrage (bspw. Nachtstunden) werden zu Blöcken zusammengefasst. Diese Vorgehensweise ermöglicht bspw. auch die Berücksichtigung der Füllzustände und Verluste von Energiespeichern.

## Anwendung und Analyseoptionen

Das Modell ermöglicht die wirtschaftliche Bewertung einzelner Investitionsalternativen in die energetische Gebäudeauslegung. Dabei werden sowohl die Prämissen des Eigentümers (Investor) als auch die spezifischen Gebäudecharakteristika hinsichtlich Nutzung und Rahmenbedingungen in die Untersuchung mit einbezogen. Der Ansatz eines vollständigen Finanzplanes ermöglicht die Berücksichtigung von spezifischen Förderbedingungen, wechselnden Zinssätzen und steuerlichen Effekten. In der Regel haben Letztere einen maßgeblichen Einfluss auf die Entscheidungsfindung.

Durch die detaillierte Abbildung der Energiebereitstellungsoptionen und des Energiebedarfs werden Interferenzen und Konkurrenzen der Technologien hinsichtlich ihres Einsatzes und Flächenbedarfs bei der Identifikation geeigneter Investitionspfade in die Analyse mit einbezogen. Insbesondere die genaue Differenzierung der erzeugten elektrischen Energie aus KWK- und Photovoltaikanlagen in „Nutzung im Objekt" und „Einspeisung ins öffentliche Netz" wird ermöglicht. Für die ökonomische Bewertung der Anlagen ist dies von entscheidender Bedeutung, da aufgrund der aktuellen Förderbedingungen ihre Wirtschaftlichkeit mit der erreichbaren Eigennutzungsrate positiv korreliert.

Die Modellbilanzgrenze kann problemlos über das Einzelgebäude hinaus auf einen Gebäudeverbund erweitert werden. Dadurch könnten auch die Skaleneffekte einer lokal eng begrenzten „zentralen" Versorgungsstruktur bei der Analyse mitberücksichtigt werden. Mögliche Anwendungsfälle hierfür sind Grundstücke mit mehreren Gebäuden und zentraler Wärmeversorgung (bspw. Kliniken) oder Insellösungen.
Die flexiblen Definitionsmöglichkeiten der Modellrahmenbedingungen erlauben aber auch die Untersuchung von Konzepten zur Steigerung der Modernisierungsrate im Gebäudebestand, die bislang kaum oder aufgrund der gesetzlichen Lage momentan nicht angewandt werden. Dazu zählen bspw. der ökologische Mietspiegel (vgl. bspw. [13]), Sonderzuschläge auf die ortsübliche Vergleichsmiete in Abhängigkeit des energetischen Gebäudezustandes oder das Konzept der Teilwarmmiete [14], welches darauf abzielt, die Wirtschaftlichkeit von energetischen Modernisierungsmaßnahmen für den Eigentümer durch Partizipation an den erreichten Energieeinsparungen zu erhöhen.

## Kritische Reflexion

Im Gegensatz zur nationalen oder urbanen Betrachtungsebene erfolgt die Optimierung in diesem Modellansatz aus der Sicht des einzelnen Marktteilnehmers als Gebäudeeigentümer und Investor. Eine gesicherte Voraussicht bspw. von Mieterwechselraten oder Zins-, Mietpreis- und Energiepreisentwicklungen wird ihm aber auch auf dieser Ebene zugesprochen. Allerdings lassen sich die vorhandenen Prognoseunsicherheiten durch eine geeignete Szenariobetrachtung berücksichtigen.
Allen (Des-)Investitionsentscheidungen wird – wie auf den anderen Ebenen – eine trägheits- und verzögerungsfreie Umsetzung zum optimalen Zeitpunkt unterstellt. Rückkopplung der Entscheidungen des Investors auf die Ausgestaltung des übergeordneten Energieversorgungssystems bzw. seine Rahmenbedingungen bleiben unberücksichtigt, obwohl diese über die Summe aller Einzelgebäude vorhanden sind. Beispielhaft seien an dieser Stelle die Entwicklung von Energiepreisen und der lokale Netzausbau genannt.

# 5 Zusammenfassung und Ausblick

Alle drei vorgestellten Optimiermodelle ermöglichen die Ableitung wirtschaftlicher Handlungsoptionen im Bereich der Gebäudewärmeversorgung unter gegebenen Rahmenbedingungen. Unterschiede sind vor allem hinsichtlich ihrer Analyseschwerpunkte auf den verschiedenen Betrachtungsebenen festzustellen. Abbildung 6 gibt hierzu einen zusammenfassenden Überblick.

Während nur auf Landesebene die Interferenzen zwischen einzelnen Systemen darunter liegender Ebenen und zentralen bzw. übergeordneten Versorgungsstrukturen in die Untersuchung mit einbezogen werden können, lassen sich Verteilnetzstrukturen (bspw. für Nahwärme) vorrangig auf dem Stadt- bzw. Stadtquartiersniveau sinnvoll bewerten. Durch Typenbildung werden auf diesen Ebenen mit steigendem Aggregationsgrad für den einzelnen Investor relevante Rahmenbedingungen zunehmend vereinfacht und vereinheitlicht.




**Abbildung 6: Überblick über die Analyseschwerpunkte der vorgestellten Modellansätze**

Gleiches gilt für die Abbildung der Gebäudetechnologien und deren Einsatz. Da die Optimierung auf die Systemgestaltung des gesamten Untersuchungsraums innerhalb der gesetzten Modellgrenzen abzielt, sind die Entscheidungen einzelner Akteure nicht oder nur schwer isolierbar.

Die Betrachtung der Gebäudeebene ermöglicht die Gegenüberstellung von spezifischer Nachfragestruktur, Energietechnologien und Effizienzmaßnahmen im Gebäude sowie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Eigentümer. Die Modellbilanzgrenze deckt sich dabei mit der Abgrenzung seines Entscheidungsraums als Investor. Allerdings bleiben in dieser losgelösten Einzelobjektbetrachtung mögliche Kostensenkungspotentiale durch die Anpassung vorgelagerter Versorgungsstrukturen (bspw. Skaleneffekte zentraler Anlagen, andere Energieträger etc.) unerkannt.

Ein Ansatz zur Überwindung der eben skizzierten Modellschwächen wäre die indirekte Verknüpfung der Betrachtungsebenen. Dabei liefern die übergeordneten Analyseniveaus jeweils die auf den darunterliegenden Betrachtungsebenen exogen vorzugebenden Rah-

menbedingungen, wie Energiepreise, zentrale Versorgungsstrukturen, gesetzliche Vorgaben etc. Im Gegenzug kann die Analyse auf den unteren Ebenen zur Definition geeigneter Nutzertypen für die höheren Analyseniveaus herangezogen werden, um dort das Verhalten einzelner Investor- und Nutzergruppen unter den gegebenen Rahmenbedingungen differenzierter zu berücksichtigen. Diese Vorgehensweise soll trotz der weiterhin bestehenden Grenzen zur Erhöhung der Aussagekraft der optimierenden Energiesystemmodelle und der Belastbarkeit ihrer Ergebnisse insbesondere auf hoch aggregierten Analyseebenen beitragen. Sie zielt damit auf den vorrangigen Zweck der Energiesystemanalyse ab – Informationsgewinnung und Entscheidungsunterstützung auf einer realitätsnahen Modellbasis zu leisten.

## Abbildungsverzeichnis

## Literaturverzeichnis

[1] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und BMU Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*; BMWi, Berlin 2010.

[2] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Energiedaten - nationale und internationale Entwicklung (Gesamtausgabe)*; Zahlen und Fakten; BMWi Referat III C 3, 2010.

[3] Statistisches Bundesamt (Hrsg.): *Bautätigkeit und Wohnungen: Mikrozensus - Zusatzerhebung 2006 Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte*; Fachserie 5, Heft 1; Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2008.

[4] Statistisches Bundesamt (Hrsg.): *Gebäude und Wohnungen - Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden, Abgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihen ab 1969 - 2009*; Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2010.

[5] co2online gGmbH: *Heizatlas*; co2online gGmbH, Berlin 2010. [URL: http://www.co2online.de/kampagnen-und-projekte/energiespar-ratgeber/heizatlas/index.html], abgerufen am 02. Mai 2011.

[6] ZIV Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks Zentralinnungsverband (Hrsg.): *Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2010*; ZIV, 2011.

[7] Brook, A.; Kendrick, D.; Meeraus, A.: *GAMS, a user's guide*; GAMS Development Corporation, Washington, DC 1998.

[8] AGFW Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V.: *Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativer Energien*, Hauptstudie, zweiter Bearbeitungsschritt, Band 1; AGFW, Frankfurt am Main 2004.

[9] Hoffmann, B.: *Impacts of Climate Change on German Electricity Production – A System Analysis with Focus on Varying Water Temperatures of Surface Water*; Deliverable 1: Elaboration of a TIMES Model Version for Germany, HN-44/09/006; EIFER (internal report), Karlsruhe 2009.

[10] Göbelt, M.: *Entwicklung eines Modells für die Investitions- und Produktionsprogrammplanung von Energieversorgungsunternehmen im liberalisierten Markt*; Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe 2001.

[11] MÖST, D.: *Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten: eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems*; Lang, Frankfurt am Main [u.a.] 2006.

[12] GROB, H.: *Investitionsrechnung mit vollständigen Finanzplänen*; F. Vahlen, München 1989.

[13] MAGISTRAT DER WISSENSCHAFTSSTADT DARMSTADT (HRSG.): *Mietspiegel Darmstadt 2010*; Magistrat der Wissenschaftsstadt DarmstadtAmt für Wohnungswesen, Darmstadt 2010.

[14] KNISSEL, J. U. A.: *Mietrechtliche Möglichkeiten zur Umsetzung von Energiesparmassnahmen im Gebäudebestand*; 1. Aufl.; Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main u. Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Frankfurt am Main u. Darmstadt 2001.

# Energieeffizienz-Netzwerk München-Oberbayern
## Erfahrungen aus dem ersten Netzwerkjahr

Karin Wiesemeyer

*Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH,*
*80995 München, Deutschland,*
*E-mail: info@ffe.de, Telefon: +49(0)89/158 121 0*

## Kurzfassung

Das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial in Deutschlands mittelständischer Industrie ist bei weitem noch nicht erschöpft. Das vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderte Projekt der 30-Pilotnetzwerke soll helfen, dieses Einsparpotenzial umzusetzen. Vielfältigste Hemmnisse hindern Industriebetriebe daran, Energieeffizienzmaßnahmen in Angriff zu nehmen. Dies sind beispielsweise hohe Transaktionskosten bei der Umsetzung von Maßnahmen oder die alleinige Fokussierung auf die Amortisationszeit bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Energieeffizienzmaßnahmen. Energieeffizienz-Netzwerke mit detaillierter Initialberatung in den einzelnen Betrieben, regelmäßigen moderierten Treffen mit Erfahrungsaustausch und Expertenvorträgen, jährlichem Monitoring sowie einer gemeinsamen Zielvereinbarung unterstützen die Überwindung einiger Hemmnisse.

Das Netzwerk-Managementsystem LEEN® wurde im Rahmen des 30-Pilot-Netzwerke Projektes entwickelt. Der beratende Ingenieur und der Moderator müssen sich für eine Arbeit in einem der 30-Pilot-Netzwerke nach diesem System zertifizieren lassen, so dass ein Mindeststandard für den Aufbau und den Betrieb der Energieeffizienz-Netzwerke gewährleistet ist.

Das von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH initiierte und betreute Energieeffizienz-Netzwerk München-Oberbayern ist eines der 30 geförderten Pilotnetzwerke. Seit dem Januar 2010 arbeitet das Netzwerk. Nach einem Jahr Netzwerklaufzeit und fünf Netzwerktreffen (Energieeffizienztische) wurde das Netzwerkziel von 7 % Energieeinsparung und 10 % $CO_2$-Reduktion im Januar 2011 durch Standortleiter und Geschäftsführer unterzeichnet.

## Stichworte

30-Pilot-Netzwerke, Betriebsanalyse, $CO_2$-Einsparung, Effizienzsteigerung, Energieberatung, Energieeffizienz, Energieeffizienz-Netzwerke, Energieeinsparung, Industrie

# 1 Einleitung

Der Primärenergieeinsatz Deutschlands lag im Jahr 2007 bei 14.061 PJ. Die Verluste und der Eigenverbrauch im Energiesektor betrugen 4.395 PJ, entsprechend 31,2 %. Für den Nichtenergetischen Verbrauch wurden 1.013 PJ benötigt, 68 PJ wurden als Strom exportiert. Der Endenergiebedarf für die Bereiche Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr ergab sich somit zu 8.585 PJ. Bei der Umwandlung zur Nutzenergie entstanden Verluste von 4.184 PJ, somit betrug der Nutzenergiebedarf 4.402 PJ. [1]

In der Industrie wurden 2.444 PJ Endenergie benötigt, wobei die Umwandlung in Nutzenergie zu Verlusten von 906 PJ führte. Dies entspricht einem mittleren Nutzungsgrad von 63 %. Um diesen Nutzungsgrad zu erhöhen und den Energieverbrauch in der Industrie insgesamt zu verringern, wurde vom Fraunhofer ISI das Projekt „30-Pilot-Netzwerke" ins Leben gerufen. Es wird vom Fraunhofer ISI wissenschaftlich betreut und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert.

# 2 Energieeffizienz-Netzwerke

Das Hauptziel der Energieeffizienz-Netzwerke ist es, die Transaktionskosten von Energieeffizienzinvestitionen zu reduzieren, das Wissen und den Marktüberblick der Energieverantwortlichen zu erweitern und die Priorität der Energieeffizienz in mittleren Unternehmen zu erhöhen. Durch die Umsetzung von Maßnahmen vor allem im Bereich der Querschnittstechnologien können die Energiekosten eines Betriebes deutlich gesenkt werden. Das Fraunhofer ISI weist ein Gesamtpotenzial von rund 700 Netzwerken und eine Emissionsminderung im Jahr 2020 von 10 Mio. t $CO_2$ für Deutschland aus [2].

## 2.1 Entstehungsgeschichte

Die Idee der Energieeffizienz-Netzwerke stammt aus der Schweiz. Seit 1987 wurden dort die Netzwerke aufgebaut, mittlerweile gibt es etwa 70 Netzwerke. Im Jahr 2002 wurden diese nach Deutschland gebracht: Das Fraunhofer ISI und Modell Hohenlohe starteten das erste Netzwerk Deutschlands. Im Jahr 2006 wurden die ersten Netzwerke auch von EnBW aufgebaut. Stand Anfang 2011 konnten bereits etwa 50 Netzwerke in Deutschland gegründet werden. Ziel des BMUs ist es, möglichst in allen Bundesländern Netzwerke als Keimzelle für weitere Netzwerke zu initiieren.

## 2.2 Organisation

Bei den lernenden lokalen Energieeffizienz-Netzwerken (LEEN®) treffen sich regelmäßig 10 bis 15 lokal ansässige Betriebe, um im Rahmen eines moderierten Erfahrungsaustausches und mit Hilfe von Experten den Energieverbrauch, die Energiekosten und die $CO_2$-Emissionen zu senken. Die teilnehmenden Unternehmen müssen Jahresenergiekosten zwischen 150.000 € und 50 Mio. € aufweisen und sind meist mittelständische Betriebe. Die lokale Orientierung bewirkt meist eine gute Vermischung der Branchen. Direkte Konkurrenten, welche die gleichen Kunden haben, sollten nicht am gleichen Netzwerk teilnehmen.

Die weiteren Akteure im Netzwerk sind

- der Netzwerkträger (z. B. Wirtschaftsverbände, Kommunen, Energieversorgungsunternehmen, ...)
- der Moderator (z. B. Energieagenturen, Beratungsbüros, Energieversorgungsunternehmen, ...)
- der Beratende Ingenieur (Schwerpunkt Energietechnik, Technische Gebäudeausrüstung,...)

Themenschwerpunkte in den Netzwerken sind meist Querschnittstechnologien, wie zum Beispiel Druckluft, Kälte, Wärmeerzeugung oder Beleuchtung. Auch Themen wie Energiemanagement und Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden in den Netzwerktreffen behandelt.

## 2.3 Ablauf

Der Ablauf eines Energieeffizienz-Netzwerkes ist in Abb. 1 dargestellt. Der gesamte Zeitrahmen beträgt etwa 3 bis 4 Jahre.

Die Phase 0 ist die Organisationsphase. Der Initiator des Netzwerkes akquiriert die Netzwerkteilnehmer, organisiert den beratenden Ingenieur und den Moderator und stellt Kosten- und Ablaufpläne zusammen. Haben mindestens 10 Unternehmen die Interessensbekundung oder den Vertrag unterschrieben, kann das Netzwerk mit einer Auftaktveranstaltung starten.

In Phase 1 steht die Identifizierung von wirtschaftlichen Energieeinsparpotenzialen im Vordergrund – sie ist die sogenannte Initialberatungsphase. Zunächst wird dem Betrieb ein Fragebogen übermittelt, in welchem die energetisch wichtigen Anlagen des Betriebes eingetragen werden. Es folgen die Betriebsanalyse mit einer Vor-Ort-Begehung und der Initialberatungsbericht. Dieser ist Grundlage für den Zielvorschlag des Betriebes und zusammengefasst über alle Teilnehmer, für das ganze Netzwerk. Es werden ein gemeinsames Energie- und ein $CO_2$-Reduktionsziel für alle Teilnehmer festgelegt. Die beiden Ziele können sich voneinander unterscheiden, wenn zum Beispiel ein höherer Anteil an Strom als an Brennstoffen eingespart wird oder ein Energieträgerwechsel von fossilen zu regenerativen Brennstoffen durchgeführt wird.

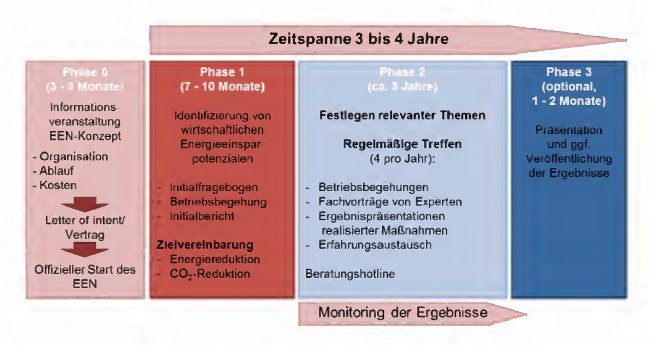



Abb. 1: Ablauf eines Energieeffizienz-Netzwerkes

Parallel zu Phase 1 beginnt die Phase 2 als längste Phase im Netzwerk. Sie ist geprägt durch die regelmäßigen Treffen. Diese finden vier Mal pro Jahr statt und haben jeweils ein Schwerpunktthema. Zu diesem halten Experten Fachvorträge, es findet ein Erfahrungsaustausch zwischen den Energieverantwortlichen statt und umgesetzte Maßnahmen werden präsentiert. Außerdem wird eine Betriebsbegehung bei dem gastgebenden Unternehmen durchgeführt. Durch die regelmäßigen Treffen werden der Wissenstransfer beschleunigt und die Such- und Entscheidungskosten verringert. Zusätzlich zu den regelmäßigen Netzwerktreffen ist der beratende Ingenieur für die Unternehmen über die sogenannte „Beratungshotline" zu erreichen. Betriebe können von dem beratenden Ingenieur bei technischen Fragestellungen über die Hotline Unterstützung erhalten. Dies kann beispielsweise die Beurteilung von Angeboten, die Hilfestellung bei der Maßnahmenumsetzung oder bei der Maßnahmenberechnung/ -abschätzung sein. Die Ergebnisse der Maßnahmenumsetzung über die drei oder vier Jahre werden über ein Monitoring geprüft. Es werden zwei Arten des Monitorings durchgeführt, das Bottom-up und das Top-Down. Dabei werden einerseits die jährlichen energetischen Kennzahlen des Betriebes verglichen und andererseits die Einzelmaßnahmen abgeschätzt und addiert.

Die optionale Phase 3 kann im Anschluss durchgeführt werden und beinhaltet die Präsentation und eine Veröffentlichung der Ergebnisse.

Wünschenswert ist die Fortführung des Netzwerkes über die drei Jahre hinaus, damit weiterhin aktuelle Themen und Techniken an die Unternehmen weitergegeben werden und durch den Erfahrungsaustausch Maßnahmen schneller umgesetzt werden können.

## 2.4 Die Initialberatung

Die Vorbereitung für die Unternehmen ist je nach der vorhandenen Datenlage in dem Unternehmen eine Aufgabe mit unterschiedlichem zeitlichem Aufwand. Es werden Verbrauchsdaten der verschiedenen Energieträger und Angaben zu allen Querschnittstechnologien wie Kesseln, Pumpen, Kältemaschinen, EDV, Lüftungsanlagen, Gebäuden, Beleuchtung und Druckluft abgefragt. Art der Angaben sind beispielsweise die Leistung, Betriebsdauer, Art der Regelung, Wärmerückgewinnung, Last-/Leerlaufzeiten, Pläne, Verbrauchsmessungen und Lastgänge.

Nach dieser Aufnahme der aktuellen Situation im Unternehmen durch die Energieverantwortlichen analysiert der beratende Ingenieur die Angaben und fordert je nach Bedarf weitere Unterlagen aus dem Betrieb an.

Es folgt die Vor-Ort-Untersuchung über ein bis zwei Tage, in welcher zunächst die Energieverantwortlichen das Unternehmen, das Werk und auch einzelne Anlagen vorstellen. Danach beginnt die Begehung des Unternehmens und die vorhandene Technik wird begutachtet. Parallel werden gemeinsam mit den Energieverantwortlichen erste Vorschläge für Energieeffizienzmaßnahmen diskutiert. Am Ende des Vor-Ort-Termins werden diese Ideen noch einmal gesammelt und geklärt, welche weiteren Unterlagen für eine Maßnahmenabschätzung noch notwendig sind.

Der beratende Ingenieur beginnt im Anschluss mit der Auswertung der Daten. Dies beinhaltet die Energieträgeraufteilung auf die verschiedenen Energieträger, die Abschätzung von Maßnahmen und die Erstellung des Initialberatungsberichtes. Hier fließen alle bisherigen Arbeiten mit ein. Er beinhaltet die Beschreibung des Ist-Zustandes der verschiedenen Querschnittstechnologien, die Darstellung aller Maßnahmenvorschläge inklusive der Abschätzung der Energieeinsparung und die Investitionskosten bei den intensiver betrachteten Maßnahmen sowie einen Zielvorschlag für jedes Unternehmen.

Nach Erstellung des Berichtes wird dieser mit dem Unternehmen abgestimmt und die Maßnahmen werden priorisiert.

Zum Abschluss der Initialberatungsphase im Unternehmen werden die Ergebnisse im Betrieb vor dem Abteilungsleiter, Standortleiter oder Geschäftsführer präsentiert. Hierbei werden die identifizierten Maßnahmen vorgestellt.

# 3 Vorstellung des Energieeffizienz-Netzwerkes München-Oberbayern

Eines der 30-Pilot-Netzwerke ist das Energieeffizienz-Netzwerk München-Oberbayern. Es arbeitet seit Januar 2010 und soll nachfolgend im Detail vorgestellt werden.

## 3.1 Akteure

Die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München, hat dieses Netzwerk initiiert und betreut es als Netzwerkträger. Gleichzeitig übernimmt sie die Rolle des beratenden Ingenieurs. Die Moderation hat die Arqum GmbH, München, übernommen. Öffentliche Unterstützung erhält das Energieeffizienz-Netzwerk durch den Schirmherr, den dritten Bürgermeister der Stadt München, Hep Monatzeder, und die IHK für München und Oberbayern als ideellen Partner. Die 14 teilnehmenden Betriebe sind in Abb. 2 dargestellt.




Abb. 2: Teilnehmer des Energieeffizienz-Netzwerkes München-Oberbayern

Durch viele große Betriebe ist das Energieeffizienz-Netzwerk München-Oberbayern das bisher größte der 30-Pilot-Netzwerke in Bezug auf den Umsatz und den Energieverbrauch.

## 3.2 Ergebnisse aus dem ersten Netzwerkjahr 2010

Es wurden in den insgesamt 14 durchgeführten Initialberatungen 475 Maßnahmen ermittelt. Von diesen wurden bei 176 die Energieeinsparung und die Investitionskosten abgeschätzt, so dass sie wirtschaftlich bewertet werden konnten. Ein

wirtschaftliches Ergebnis wurde bei 129 Maßnahmen ermittelt. Als Wirtschaftlichkeitskriterium wurde eine interne Verzinsung von mindestens 12 % angesetzt. Das ermittelte Gesamtinvestitionsvolumen betrug ca. 23 Mio. €. Die Gesamteinsparung durch wirtschaftliche Maßnahmen beläuft sich auf 60 GWh/a, 30.000 t $CO_2$/a und 5,2 Mio. €/a. Die durchschnittliche Amortisationszeit der wirtschaftlichen Maßnahmen beträgt vier Jahre und die durchschnittliche interne Verzinsung liegt bei 29 %.

Die meisten Maßnahmen führen zu einer Einsparung an elektrischer Energie. Etwa 52 GWh/a Strom könnten mit den wirtschaftlichen Maßnahmen eingespart werden. Wesentliche Maßnahmen sind zum Beispiel der Einsatz von BHKWs, Erneuerungen der Lüftungsanlagen mit effizienter Technik (Frequenzumrichter, Wärmerückgewinnung, Direktantrieb) oder auch Austausch der Beleuchtung.

Es wurden insgesamt fünf Netzwerktreffen durchgeführt, in welchen die folgenden Themen behandelt wurden:

- Auftaktveranstaltung, Vorgehensweise bei der Initialberatung
- Wirtschaftlichkeitsbewertung von Energieeffizienzmaßnahmen und interne Verzinsung, Erfahrungsaustausch zum Datenmonitoring
- Druckluft, Vorstellung der Zielvereinbarung
- Mitarbeitermotivation, Festlegung der Zielvereinbarung
- Energiemanagementsysteme, Green IT, Veröffentlichung und Unterzeichnung der Zielvereinbarung

Zusätzlich wurde eine Weihnachtsfeier durchgeführt, bei welcher die Teilnehmer Best-Practice-Beispiele aus ihrer Firma vorstellten und die Kommunikation zwischen den Teilnehmern gefördert wurde.

Im Januar 2011 wurde die Zielvereinbarung durch die Geschäftsführer, Standortleiter oder Abteilungsleiter der Firmen unterschrieben (siehe Abb. 3).



Abb. 3: Gruppenfoto nach der Unterzeichnung der Zielvereinbarung

# 4 Zusammenfassung

Die Teilnahme an einem Energieeffizienz-Netzwerk führt zu einem Imagegewinn durch glaubwürdigen Klimaschutz, da die Ergebnisse in einem jährlichen Monitoring erfasst werden. Wird das Projekt betriebsintern aber auch -extern verbreitet, führt dies zu einer höheren Mitarbeitermotivation. Ziel ist es, dem Thema Energieeffizienz im Betrieb einen höheren Stellenwert zuzuschreiben und Energieeffizienzmaßnahmen nicht allein durch die Amortisationszeit sondern durchaus auch nach der Rendite zu bewerten.

Durch diese Wirtschaftlichkeitsbetrachtung konnten im Energieeffizienz-Netzwerk München-Oberbayern 129 Maßnahmen mit dem Attribut „wirtschaftlich“ bewertet werden. Bei einer Umsetzung dieser Maßnahmen führen sie mit einer durchschnittlichen Amortisationszeit von 4 Jahren zu einer Einsparung von etwa 8 GWh Brennstoffe pro Jahr und 52 GWh Strom pro Jahr.

Bereits durchgeführte Netzwerke zeigen, dass die Energieeffizienz doppelt so schnell wie im Durchschnitt der Industrie gesteigert werden kann.

# Literaturverzeichnis

[1] AG Energiebilanzen

[2] Energieeffizienznetzwerke – Beschleunigte Emissionsminderungen in der mittelständischen Wirtschaft – Eberhard Jochem, Michael Mai, Volker Ott

# Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern

## Der wirtschaftliche Betrieb eines Fernwärmenetzes

Mathias Hofmann (TUB), Andreas Christidis (TUB), Joachim Schneider (BTB), George Tsatsaronis (TUB)

*Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, 10623 Berlin, Deutschland*

*BTB mbH Berlin, Technisches Unternehmenscontrolling, 10589 Berlin, Deutschland*

*E-mail: hofmann@iet.tu-berlin.de, Telefon: +49 (0) 30 / 314 23 229*

### Kurzfassung

In Zusammenarbeit mit der Firma Blockheizkraftwerks-Träger und Betreibergesellschaft (BTB) Berlin wird ein Energiesystem mit mehreren Heizkraftwerken, einem Fernwärmenetz und fünf Kurzzeit-Wärmespeichern untersucht. Mit Hilfe der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung wird der Betrieb des Energiesystems unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowohl mit, als auch ohne Speicher verglichen. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen des Energiesystems in Abhängigkeit der jeweiligen Brennstoffpreise bei unterschiedlichen Strompreisen dargestellt. Zur Auswertung der Ergebnisse werden ökonomische und ökologische Vorteile durch den Einsatz der Wärmespeicher ermittelt.

### Stichworte

Wärmespeicher, Optimierung, Energiesystem, Kraft-Wärme-Kopplung, Fernwärme

### 1 Einleitung

Die Verbesserung der Energieeffizienz und die damit einhergehende Emissionsminderung bei Energieumwandlungsanlagen sind wesentliche Bestandteile einer nachhaltigen Strom- und Wärmeversorgung. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und die zwischenzeitliche Speicherung von Energie können auch mit konventionellen Brennstoffen eine Steigerung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Anlagen ermöglichen.
Die kurzzeitige Speicherung von Energie dient bei konventionellen KWK-Anlagen vor

allem dem Ausgleich von Bedarfsspitzen bei der Strom- und Wärmeversorgung. Durch den Einsatz von Wärmespeichern kann die Sicherheit bei der Versorgung mit Fernwärme gesteigert werden. Gleichzeitig ist es möglich die Anzahl der Vollaststunden zu erhöhen und somit ineffiziente und regelungsintensive Teillastzustände zu vermeiden. Durch die kurzzeitige Speicherung von thermischer Energie kann zudem der Anteil der Heißwassererzeuger bzw. Spitzenlastkessel, welche zur Regelung des Lastganges zum Einsatz kommen, reduziert werden.
Nicht zuletzt können KWK-Anlagen mit Hilfe der Technologie vor allem zu Zeiten hoher Strompreise den Betrieb aufnehmen und somit Investitionen für den Bau der Wärmespeicher begründen.

## 2 Energiesystem

Zur Versorgung der Kunden mit Wärme betreibt die Firma BTB Berlin ein eigenes Fernwärmenetz im Südosten von Berlin. Die Trasse erstreckt sich dabei insbesondere über die Stadtteile Treptow, Schöneweide und Adlershof. Mit einer Gesamtlänge der Fernwärmetrasse von rund 70 km ist das Unternehmen nach Vattenfall Europe der zweitgrößte Fernwärmeversorger in Berlin. Die im Fernwärmenetz erforderliche Vorlauftemperatur ist abhängig von der Umgebungstemperatur:

$$\text{für} \quad |T_{\mathrm{U}}(t)| \leq 15 \quad \text{gilt} \quad T_{\mathrm{VL}}\big(T_{\mathrm{U}}(t)\big) = -0{,}83 \cdot T_{\mathrm{U}}(t) + 102{,}5\,^{\circ}\mathrm{C}\,. \tag{1}$$

Die Kraftwerksstandorte (st) und -blöcke (kw) sind in der Tab. 1 dargestellt. Das Heizkraftwerk Adlershof besteht aus den hier getrennt dargestellten Anlagen Gasturbine, Heißwassererzeuger, KWC-Module[1] und Gasmotor. In direkter Nachbarschaft befindet sich die neu errichtete Energiezentrale Adlershof (NEZ) mit insgesamt vier BHKW-Modulen und fünf Wärmespeichern.[2] Die Standorte in Adlershof können in insgesamt 14 einzelne Kraftwerksblöcke gegliedert werden.
Das Heizkraftwerk Schöneweide (HKW) besteht aus zwei Dampferzeugern und einer Dampfturbine. Da die Dampferzeuger auch einzeln betrieben werden können, wird zur blockscharfen Darstellung der Anlagen die elektrische Leistung der Dampfturbine in Tab. 1 entsprechend aufgeteilt. Die gesamte installierte Leistung beträgt 137 $\mathrm{MW_{th}}$ und 30 $\mathrm{MW_{el}}$.

[1] Die Abkürzung KWC geht zurück auf die Firma Kraft-Wärme-Contracting GmbH
[2] Druckbehälter mit je 400 $\mathrm{m^3}$; mittlerer Druck 10,5 bar

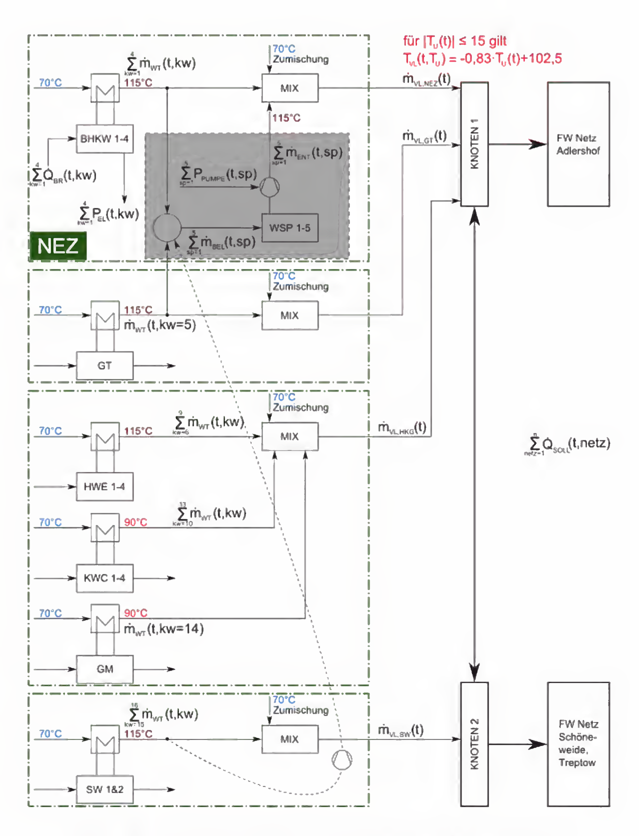



Abb. 1: Modell des Energiesystems und des Fernwärmenetzes der BTB Berlin

Das in Abb. 1 gezeigte Modell des Energiesystems soll an dieser Stelle einen Überblick über die vereinfachte Verschaltung der Anlagen geben. Die Vereinfachung erfolgt, da eine Darstellung mit variablen Temperaturen in einem linearen Modell nicht möglich ist. Tatsächlich sind die KWC-Module, der Gasmotor und die Gasturbine mit den Heißwassererzeugern nicht parallel, sondern in Reihe geschaltet, so dass die Vorlauftemperatur abschließend durch die Heißwassererzeuger geregelt wird. Diese Regelung erfolgt in der Modellierung durch Hinzufügen einer Rücklaufzumischung. Die an den Anlagen veränderlichen Vorlauftemperaturen können somit als Konstanten definiert werden und werden auf den jeweils höchst möglichen Wert gesetzt. Da die KWC-Module und der Gasmotor eine Vorlauftemperatur von maximal 90 °C erreichen, erfolgt in der abstrakten Darstellung eine Mischung mit dem Vorlauf der Heißwassererzeuger. Da die Temperaturabhängigkeit der Wirkungsgrade unberücksichtigt bleibt, führt die abstrahierte lineare Formulierung zum selben Anlagenverhalten bezüglich des Brennstoffbedarfs, der elektrischen Leistung, der Vorlauftemperatur und des Vorlaufmassenstroms wie bei einer nichtlinearen Beschreibung.

Tab. 1: Kraftwerksstandorte und -blöcke der BTB Berlin

| **Standort** | **st** | **kw** | **Anzahl Blöcke** | **Brennstoff** | **Leistung je Block Volllast (Teillast)** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Einheit | | | | | $MW_{th}$ | $MW_{el}$ |
| Neue Energiezentrale Adlershof | nez | 1,...,4 | 4 | Gas | 2,1 (1,4) | 2,0 (1,2) |
| Gasturbine Adlershof | gt | 5 | 1 | Gas | 9,0 (3,0) | 5,1 (1,7) |
| Heißwassererzeuger | hkg | 6,...,9 | 4 | Gas / Öl | 19,0 (3,6) | |
| KWC-Module | hkg | 10,...,13 | 4 | Gas | 1,7 (1,0) | 1,5 (1,0) |
| Gasmotor Adlershof | hkg | 14 | 1 | Gas | 1,1 (1,0) | 0,8 (0,5) |
| Heizkraftwerk Schöneweide | sw | 15,16 | 2 | Steinkohle | 18,0 (9,9) | 4,8 (2,6) |

Die Beladung der Wärmespeicher soll prioritär durch die Blockheizkraftwerke der NEZ erfolgen. Zusätzlich kann eine Beladung auch durch die Gasturbine erfolgen, da auf Grund der räumlichen Nähe eine Anbindung existiert. Eine mögliche Beladung über das Fernwärmenetz ist ebenfalls im Modell dargestellt – als Wärmelieferant dient dabei das Heizkraftwerk Schönweide.

## 3 Optimierung

Für das Optimierungsproblem kann die Fragestellung formuliert werden: Es soll diejenige Einsatzplanung gefunden werden. bei der der Betrieb des Energiesystems mit allen Anlagen (Kraftwerksblöcke und Wärmespeicher) dem wirtschaftlichen Optimum entspricht, so dass die technischen Beschränkungen erfüllt bleiben und die erforderliche Wärmelast gedeckt wird. Die allgemeine mathematische Formulierung eines gemischtganzzahligen linearen Optimierungsproblems kann nach [1], [2] und [14] wie folgt notiert werden.[3]

$$\min z = \sum_{i=1}^{k} \left( \mathbf{a}_i^{\mathrm{T}} \mathbf{x}_i + \mathbf{b}_i^{\mathrm{T}} \mathbf{y}_i + \mathbf{c}_i^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\lambda}_i \right) \tag{2}$$

$$\text{so dass} \quad \mathbf{F}_i \mathbf{x}_i + \mathbf{G}_i \mathbf{y}_i + \mathbf{H}_i \boldsymbol{\lambda}_i \lesseqqgtr \mathbf{w}_i \qquad i = 1,2,\ldots,k \tag{3}$$

$$\left. \begin{array}{l} \underline{\mathbf{x}}_i \leq \mathbf{x}_i \leq \overline{\mathbf{x}}_i,\ \mathbf{x}_i \in \mathbb{R}^{n_{x_i}} \\ \mathbf{0} \leq \mathbf{y}_i \leq \overline{\mathbf{y}}_i,\ \mathbf{y}_i \in \mathbb{Z}^{n_{y_i}} \\ \boldsymbol{\lambda}_i \in \{0,1\} \end{array} \right\} \qquad i = 1,2,\ldots,k$$

Die oberen und unteren Grenzen stellen zugleich Spaltenvektoren mit der vorgegebenen Dimension dar. Der Index $i$ durchläuft die Unterprobleme, welche zum Beispiel verschiedene Zeitschritte seien können. Der Vektor $\mathbf{x}_i$ mit $n_{x_i}$ kontinuierlichen und freien Variablen beinhaltet beispielsweise Energie- und Massenströme. Variablen, wie z.B. die Stillstands- und Betriebszeiten, sind im Vektor $\mathbf{y}_i$ mit $n_{y_i}$ ganzzahligen Variablen enthalten. Die Besetzung des Vektors $\boldsymbol{\lambda}_i$ mit Binärvariablen ermöglicht die Kontrolle über den Zustand (Ein/Aus) einzelner Anlagen. Die Matrizen $\mathbf{F}_i$, $\mathbf{G}_i$ und $\mathbf{H}_i$ sind vollständig mit konstanten Werten besetzt. Somit ist der funktionale Zusammenhang zwischen den Variablen in (2) und (3) stets linear und charakterisiert daher die Form der

[3] Nomenklatur nach [16]:

$\mathbf{F}_i, \mathbf{G}_i, \mathbf{H}_i$ – Matrizen konstanter Koeffizienten

$\mathbf{a}_i, \mathbf{b}_i, \mathbf{c}_i, \mathbf{w}_i$ – Spaltenvektoren konstanter Koeffizenten

$\mathbf{x}_i$ – Vektor der kontinuierlichen und freien Variablen

$\mathbf{y}_i$ – Vektor der ganzzahligen nicht binären Variablen

$\boldsymbol{\lambda}_i$ – Vektor der binären Variablen

$z$ – Zielfunktion des Optimierungsproblems

$k$ – Anzahl der Unterprobleme, z.B. Zeitschritte

$n_{x_i}$ – Anzahl der kontinuierlichen und freien Variablen

$n_{y_i}$ – Anzahl der ganzzahligen Variablen

gemischt-ganzzahligen Optimierung.[4] Die zu minimierende Zielfunktion wird durch (2) definiert; hierunter fällt die Minimierung der Kosten, die mit dem Betrieb eines Fernwärmenetzes verbunden ist. Die Bedeutung der Gleichung (3) kann nach Yokoyama und Ito [16] beschrieben werden. Demnach stellt diese einen Satz von Beschränkungen der Zielfunktion dar, welche für jeden Zeitschritt $i$ den Betrieb der Anlagen, die jeweiligen Massen- und Energiebilanzen, und das Verhältnis von Energiebedarf und -bereitstellung beschreiben. Die Größe der Vektoren $\mathbf{x}_i$, $\mathbf{y}_i$ und $\lambda_i$ ergibt sich aus der Anzahl der Anlagen, der Anzahl der betrachteten Zeitintervalle und der Anzahl der anlagenspezifischen Beschränkungen. Der Schwierigkeitsgrad des MILP-Problem steigt mit der Komplexität der Konfiguration des Energiesystems und der Anzahl der Zeitschritte.
Als Lösungsverfahren bei der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung schlägt Dubois [2] beim Problem der „Optimalen Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern" Algorithmen mit Simplex und Branch-and-Bound Verfahren vor. Auch bei Winkler [15] findet sich bei gleicher Fragestellung noch der Hinweis auf eine Kombination von Branch-and-Bound und Simplex Algorithmen für ein mögliches Lösungsverfahren.
Die Modellgleichungen werden in GAMS[5] implementiert und mit Hilfe des Solvers IBM ILOG CPLEX[6] wird eine Lösung bestimmt. CPLEX nutzt dabei einen Branch-and-Cut Algorithmus.[7] Von Vorteil sind die guten Konvergenzeigenschaften. Durch das Einführen neuer Schnittebenen wird der Rechenaufwand in einzelnen Knoten zwar erhöht. Mit Hilfe der zusätzlichen Ungleichungen ist jedoch eine bessere Abschätzungen der oberen (Maximierung) bzw. unteren (Minimierung) Schranken möglich. Die Anzahl der zu untersuchenden Knoten wird somit verringert.

## 4 Modellierung

Die für die Beschreibung des Optimmierungsproblems notwendigen Modellgleichungen sind vollständig in [5] zusammengefasst. An dieser Stelle werden nur wesentliche Gleichungen dargestellt.
Der Bedarf an Wärme im Fernwärmenetz wird als Sollwärmebedarf $\dot{Q}_{soll}(\tau)$ bezeichnet

[4] Acronym=MILP (Mixed Integer Linear Programming); Übersicht Optimierungsprobleme: [8] S. 15
[5] GAMS – General Algebraic Modelling System
[6] CPLEX 12, http://www.gams.com/dd/docs/solvers/cplex.pdf
[7] siehe weiterführende Literatur: [11], [4] und [9]

und wird – ebenso wie die Vorlauftemperatur $T_{vl}(\tau)$ – als bekannt vorausgesetzt. Die resultierende Größe ist der Vorlaufmassenstrom.

$$\dot{m}_{vl}(\tau) = \frac{\dot{Q}_{soll}(\tau)}{c_p \Delta T(\tau)} \quad \text{mit} \quad \Delta T(\tau) = T_{vl}(\tau) - T_{rl} \tag{4}$$

Jedem einzelnen Kraftwerksblock kann ein zulässiger Betriebsbereich zugeordnet werden. Für alle Blöcke gilt der lineare Zusammenhang

$$P^{c}_{el,kw}(\tau) = k^{PQ}_{1,kw} \cdot \dot{Q}^{c}_{th,kw}(\tau) + k^{PQ}_{2,kw}. \tag{5}$$

Der zulässige Betriebsbereich eines Blockes schränkt die in (5) enthaltenen kontinuierlichen Variablen ein. Im Falle des Stillstands eines Blockes nehmen thermische und elektrische Leistung den Wert 0 an. Zudem sind aufgrund der technischen Beschränkung bei der Feuerungsleistung die Größen begrenzt. Die binäre Variable $Y_{kw}(\tau)$, die Verwendung von semikontinuierlichen Variablen und die Big M Nebenbedingungen ermöglichen eine gemischt-ganzzahlige lineare Formulierung des Betriebsverhaltens von Energieumwandlungsanlagen.[8]
Der Brennstoffbedarf ist abhängig von den Leistungsdaten der Kraftwerksblöcke und kann vereinfacht linear dargestellt werden.

$$\dot{BB}_{kw}(\tau) = k^{BB}_{1,kw} \cdot P^{sc}_{el,kw}(\tau) + k^{BB}_{2,kw} \cdot \dot{Q}^{sc}_{th,kw}(\tau) + k^{BB}_{3,kw} \cdot Y_{kw}(\tau) \tag{6}$$

Das An- bzw. Ausschalten eines Blockes ist charakterisiert durch die Änderung der Betriebsvariable $Y_{kw}(\tau)$. Für die wirtschaftliche Bewertung von An- und Abfahrvorgängen werden die folgenden Nebenbedingungen[9] eingeführt.

$$Y_{kw}(\tau) - Y_{kw}(\tau+1) + AFB_{kw}(\tau+1) \geq 0 \quad \text{mit} \quad 0 \leq AFB_{kw}(\tau) \leq 1 \tag{7}$$

$$Y_{kw}(\tau+1) - Y_{kw}(\tau) + ABFB_{kw}(\tau+1) \geq 0 \quad \text{mit} \quad 0 \leq ABFB_{kw}(\tau) \leq 1 \tag{8}$$

Die Variable $AFB_{kw}(\tau)$ nimmt somit in allen Zeitschritten, in denen ein Kraftwerksblock angefahren wird, den Wert 1 an. Analog gilt dies für $ABFB_{kw}(\tau)$ beim Ausschalten. Die Kosten für einen An- oder Abfahrvorgang fallen dann zu diesen Zeitschritten an.
Da die Kraftwerke nicht ständig in Vollast betrieben werden, können auch Lastwechsel (Laständerungen) wirtschaftlich bewertet werden. Der Betrag der Laständerung wird mit

[8] Die Formulierung der Big M Nebenbedingungen erfolgt nach [7] und ist in [5] dargestellt.
[9] vgl. [1] S. 52f.

Laständerungskosten belegt. Die Erfassung der Laständerung mittels zweier positiver Variablen dient hierbei der Bildung des Betrages.[10]

$$0 \leq \overline{LW}_{kw}(\tau) \leq 1 \quad \text{und} \quad 0 \leq \underline{LW}_{kw}(\tau) \leq 1$$

Steigerung und Verminderung der Last werden mit Hilfe der zeitlichen Änderung der auf die maximale Leistung bezogenen thermischen Leistung miteinander verknüpft.

$$\overline{LW}_{kw}(\tau+1) - \underline{LW}_{kw}(\tau+1) = \frac{\dot{Q}^{sc}_{th,kw}(\tau+1) - \dot{Q}^{sc}_{th,kw}(\tau)}{\dot{Q}_{th,kw,max}} \tag{9}$$

Gleichung (10) stellt dann den Betrag des Lastwechsels dar. Durch die Hinzunahme von Lastwechselkosten in der Zielfunktion wird $LW_{kw}(\tau)$ minimiert, wodurch die Summe den kleinst möglichen Wert annimmt. Liegt zu einem Zeitschritt kein Lastwechsel vor, nimmt $LW_{kw}(\tau)$ den Wert 0 an.

$$LW_{kw}(\tau) = \overline{LW}_{kw}(\tau) + \underline{LW}_{kw}(\tau) \tag{10}$$

Um den hohen thermischen Verschleiß zu verhindern, welcher durch häufiges An- und Abfahren insbesondere bei großen Anlagen auftritt, werden minimale Stillstands- und Betriebszeiten eingeführt.[11] Nach [7] können Gleichungen für die minimale Stillstands- und Betriebszeit formuliert werden. Die Gleichungen enthalten mindestens ein Produkt einer kontinuierlichen mit einer binären Variable und sind somit nichtlinear. Dazu schlägt Glover eine Linearisierung vor, welche den Vorteil hat, dass die Anzahl der neuen Variablen und Restriktionen nicht stark mit der Anzahl der originalen Variablen ansteigt.[12] Die Linearisierung ist vollständig in [5] aufgeführt.

Für jeden der fünf Speicher kann der Energieinhalt $U_{sp}$ bestimmt werden. Dazu wird das von Ravn und Rygaard [13] vorgestellte Modell angepasst.[13] Der nutzbare Inhalt eines Speicher zu einem Zeitpunkt entspricht dem Energieinhalt zum vorhergehenden Zeitschritt und der Änderung dieses Inhaltes durch Be- oder Entladung.

$$U_{sp}(\tau+1) = \Delta t\Big((1-\alpha)U_{sp}(\tau) - \beta + c_p\big(\dot{m}_{bel,sp}(\tau) - \dot{m}_{ent,sp}(\tau)\big)\big(T_{vl,sp} - T_{rl}\big)\Big) \tag{11}$$

[10] vgl. [12] S. 81
[11] vgl. [2] S. 16ff. und [1] S. 53
[12] vgl. [3]
[13] weitere Formulierungen des Modells z.B. in [10] und [6]

Der Parameter $\alpha$ beschriebt den Teil des Energieverlustes während eines Zeitschrittes welcher proportional zum Energieinhalt des Speichers ist. Der Parameter $\beta$ fasst die konstanten Verluste während eines Zeitschrittes zusammen. Der Energieinhalt der Speicher wird begrenzt.

$$0 < U_{sp}(\tau) < \mathrm{U}_{sp,\max}$$

In jedem Zeitschritt soll, sofern nicht andere Nebenbedingungen dem widersprechen, der Einsatzes der Kraftwerksblöcke nach der Wirtschaftlichkeit erfolgen. Die Optimierung der Einsatzzeiten der Kraftwerke erfolgt stromseitig nicht nach der Verbraucherlast, sondern nach den Preisen an der Börse. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksblöcke werden die Restkosten für die Wärmegestehung bestimmt. Die Differenz zwischen Kosten und Erlösen wird als Wärmerestkosten bezeichnet.[14]

$$\begin{aligned} WRK_{kw}(\tau) = & BK_{kw}(\tau) + WK_{kw}(\tau) + HuB_{kw}(\tau) + AK_{kw}(\tau) \\ & + ABK_{kw}(\tau) + LWK_{kw}(\tau) + EK_{kw}(\tau) \\ & - ES_{kw}(\tau) - EKWK_{kw}(\tau) - EVNN_{kw}(\tau) \end{aligned} \tag{12}$$

Zu jedem Zeitschritt stellen die Wärmerestkosten die verursachten Kosten der betriebenen Anlagen zur Versorgung der Kunden mit Fernwärme dar. Bei einem hohen Niveau der Erlöse durch den Verkauf von elektrischem Strom an der Börse können die Wärmerestkosten einzelner Blöcke zu bestimmten Zeitschritten auch negative Werte annehmen. Aufgrund der eingesetzten Kurzzeit-Wärmespeicher entstehen Kosten, die nicht einem einzelnen Kraftwerksblock im Sinne der Wärmerestkosten zugeordnet werden können. Dazu zählen die Kosten $PK$, welche durch den Betrieb von zusätzlichen Pumpen zur Entladung der Speicher verursacht werden.

Das zu lösende Optimierungsproblem ist das Auffinden des Minimums der Zielfunktion aus den über alle Zeitschritte und über alle Kraftwerksblöcke summierten Wärmerestkosten und den über alle Zeitschritte summierten Pumpenkosten.

$$\boxed{ZF = \min\left(\sum_{\tau}\sum_{kw} WRK_{kw}(\tau) + \sum_{\tau} PK(\tau)\right)} \tag{13}$$

[14] Folgende Größen sind in (12) zusammengefasst: Brennstoffkosten $BK_{kw}$, Wartungskosten $WK_{kw}$, Hilfs- und Betriebsstoffkosten $HuB_{kw}$, Anfahr- $AK_{kw}$ und Abfahrkosten $ABK_{kw}$, Lastwechselkosten $LWK_{kw}$, Emissionskosten $EK_{kw}$ sowie die Erlöse aus dem Stromverkauf $ES_{kw}$, der KWK-Förderung $EKWK_{kw}$ und der vermiedenen Netznutzung $EVNN_{kw}$.

## 5 Sensitivitätsanalyse

Um die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen miteinander zu vergleichen, kann für den Vollastfall der Einfluss der Strom-, Zertifikate- und Brennstoffpreise mit Hilfe der spezifischen Wärmerestkosten dargestellt werden. Unter der Voraussetzung, dass nur die Preise für Strom, Emissionszertifikate und Brennstoff kurzfristig veränderlich sind, kann Gleichung (12) vereinfacht werden.

$$WRK_{kw} = BK_{kw} + EK_{kw} - ES_{kw} + \Xi_{kw} \tag{14}$$

Hier ergeben sich für Brennstoffkosten, Emissionskosten und Erlöse aus dem Stromverkauf Gleichungen, welche für den Vollastfall mit Ausnahme der Preise nur konstante Größen enthalten. Die Größe $\Xi_{kw}$ stellt die unveränderlichen Kosten dar.

$$BK_{kw} = \frac{c_{\mathrm{Brennstoff},kw}}{k_{H_i/H_s,kw}} \left( \frac{\dot{Q}_{\mathrm{th},kw,\max}}{\eta_{\mathrm{th},kw}} \right) \tag{15a}$$

$$EK_{kw} = c_{CO_2} \cdot k_{CO_2,kw} \left( \frac{\dot{Q}_{\mathrm{th},kw,\max}}{\eta_{\mathrm{th},kw}} \right) \tag{15b}$$

$$ES_{kw} = c_{\mathrm{EEX}} \cdot \sigma_{kw} \cdot \dot{Q}_{\mathrm{th},kw,\max} \tag{15c}$$

Die spezifischen Wärmerestkosten für einen Kraftwerksblock ergeben sich aus den Wärmerestkosten bezogen auf die maximale thermische Leistung eines Blockes.

$$\boxed{\frac{WRK_{kw}}{\dot{Q}_{\mathrm{th},kw,\max}} = -\sigma_{kw} \cdot c_{\mathrm{EEX}} + \frac{1}{\eta_{\mathrm{th},kw}} \left( \frac{c_{\mathrm{Brennstoff},kw}}{k_{H_i/H_s,kw}} + k_{CO_2,kw} \cdot c_{CO_2} \right) + \xi_{kw}} \tag{16}$$

Im vorliegenden Fall sind die NEZ und das HKW gegenüber den anderen Anlagen bei der wirtschaftlichen Einsatzplanung bevorzugt zu behandeln, da diese die geringsten spezifischen Wärmerestkosten bei einer Variation der Strompreise aufweisen. Es kann gezeigt werden, dass sich bei steigenden Preisen für Emissionszertifikate die spezifischen Wärmerestkosten für beide Kraftwerksstandorte in etwa gleichem Maße ändern. Die Unterschiede beim brennstoffspezifischen Emissionsfaktor werden durch die verschiedenen thermischen Wirkungsgrade nahezu ausgeglichen. So ist für die weiterführende Betrachtung vor allem der Einfluß der Strom- und Brennstoffpreise von entscheidender Bedeutung.

Abb. 2 zeigt die spezifischen Wärmerestkosten der Anlagen in Abhängigkeit der Preise für Erdgas und Steinkohle. Im vorliegenden Fall ist zu erkennen, dass die Steigung

für das HKW flacher verläuft. Die Abhängigkeit vom Steinkohlepreis ist geringer, da der thermische Wirkungsgrad bedingt durch die niedrige Stromkennziffer im Vergleich größer ist. Für die Einsatzplanung folgt, dass bei einem vorgegebenen Strompreis linksseitig der Schnittgeraden die NEZ und rechtsseitig das HKW wirtschaftlicher ist.

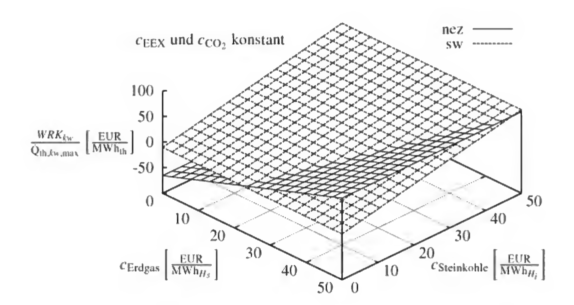



Abb. 2: Spezifische Wärmerestkosten der Anlagen NEZ und HKW

Bei Betrachtung der x,y-Ebene – konstante Wärmerestkosten – ist in Abb. 3 die Schnittgerade für den durchschnittlichen Strompreis (durchgezogene Linie) zu erkennen. Eine Veränderung des Strompreises führt zu einer Parallelverschiebung der Geraden; die Steigung ändert sich nicht. Es gilt auf der Schnittgeraden in Abb. 2

$$\frac{WRK_{nez}}{\dot{Q}_{th,nez,max}} = \frac{WRK_{sw}}{\dot{Q}_{th,sw,max}}$$

Mit (16) und der Vereinfachung bezüglich der Emissionszertifikate ergibt sich der dargestellte Zusammenhang zwischen Erdgas- und Steinkhohlepreis

$$\frac{c_{Erdgas}}{k_{H_i/H_s,nez}} = \left(\frac{\eta_{th,nez}}{\eta_{th,sw}}\right) c_{Steinkohle} - \left(\sigma_{sw} - \sigma_{nez}\right) c_{EEX} + \sum_{kw} \xi'_{kw} \qquad (17)$$

Abb. 3 zeigt verschiedene Niveaus für den Strompreis. Wird ein durchschnittlicher Strompreis festgelegt und sind Erdgas- und Steinkohlepreis bekannt, z.B. Punkt A, kann die Aussage getroffen werden, dass die NEZ bei der Einsatzplanung bevorzugt zu berücksichtigen ist. Erfolgt ein Anstieg der Brennstoffpreis – z.B. Verdopplung, Punkt B – so kehrt sich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen um.

Die Erkenntnisse der Senstivitätsanalyse werden für die Validierung der Ergebnisse der Optimierung verwendet. Schlussfolgerungen aus (16) und (17) sowie den Abb. 2 und 3 können zudem für die Einsatzplanung, den Handel an der Strombörse und den Brennstoffeinkauf hilfreich sein.

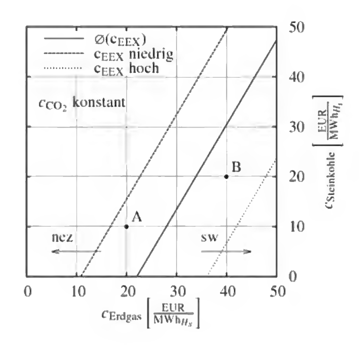



Abb. 3: Schnittgerade der spezifischen Wärmerestkosten der Anlagen NEZ und HKW

## 6 Ergebnisse

Das dargestellte Energiesystem soll hinsichtlich des Einflusses der Wärmespeicher untersucht werden. Es erfolgt eine Optimierung mit dem vorgestellten Modell. Eingangsdaten sind der Wärmebedarf des Versorgungsgebietes, die Außentemperatur für Berlin-Adlershof und der Strompreis an der Börse jeweils für das Jahr 2009.

Die Ergebnisse sind in Tab. 2 für die Optimierung mit und ohne Wärmespeicher dargestellt. Da in beiden Fällen der Fernwärmebedarf von rund 215 $GWh_{th}$ gedeckt werden muss, ist kein Unterschied bei der Gesamtwärmegestehung feststellbar. Der Einsatz der Wärmespeicher ermöglicht jedoch eine Verlagerung der Wärmegestehung weg von den Heißwassererzeugern hin zu den KWK-Anlagen. Wesentlicher Einflussfaktor für die Stromgestehung ist der erzielbare Preis an der Börse. Für die Stromgestehung sind keine weiteren als die technischen Einschränkungen in der Modellbildung vorhanden. Bei Einsatz der Wärmespeicher kann die Menge des an der Börse angebotenen Stromes um 2,4 $GWh_{el}$ erhöht werden. Dabei werden die Anlagen mit den geringeren Wärmerestkosten (NEZ und HKW) bevorzugt eingesetzt.

Tab. 2: Ergebnisse für Energiebereitstellung - Jahreswerte

| **Anlage** | **Fernwärme** | | **Strom** | |
|---|---|---|---|---|
| | mit | ohne | mit | ohne |
| | Wärmespeicher | | Wärmespeicher | |
| Einheit | $GWh_{th}$ | | $GWh_{el}$ | |
| Neue Energiezentrale Adlershof | 68,0 | 65,5 | 65,6 | 63,0 |
| Gasturbine Adlershof | 6,1 | 6,2 | 3,4 | 3,5 |
| KWC-Module | 2,0 | 2,8 | 1,7 | 2,4 |
| Gasmotor Adlershof | 2,2 | 2,1 | 1,1 | 1,1 |
| Heizkraftwerk Schöneweide | 133,1 | 131,0 | 35,5 | 34,9 |
| **Summe KWK** | **211,4** | **207,6** | **107,3** | **104,9** |
| Heißwassererzeuger | 3,5 | 7,2 | – | – |
| **Gesamtsumme** | **214,8** | **214,8** | **107,3** | **104,9** |
| $\sum$ mit – $\sum$ ohne | | | 2,4 | |

Beispielhaft sind die Ergebnisse der Optimierung für eine Kalenderwoche in Abb. 4 für den Fall mit und ohne Speicher zusammengetragen. Der Verlauf des Energieinhaltes jedes einzelnen der fünf Wärmespeicher als auch die Summe über alle Speicher ist im oberen Teil dargestellt. Darunter findet sich die Kurve für die Wärmeauskopplung der Kraftwerke und den Wärmebedarf aus denen sich die markierten Flächen für die Be- und Entladung der Speicher ableiten. Im Fall ohne Speicher entspricht der Wärmebedarf der

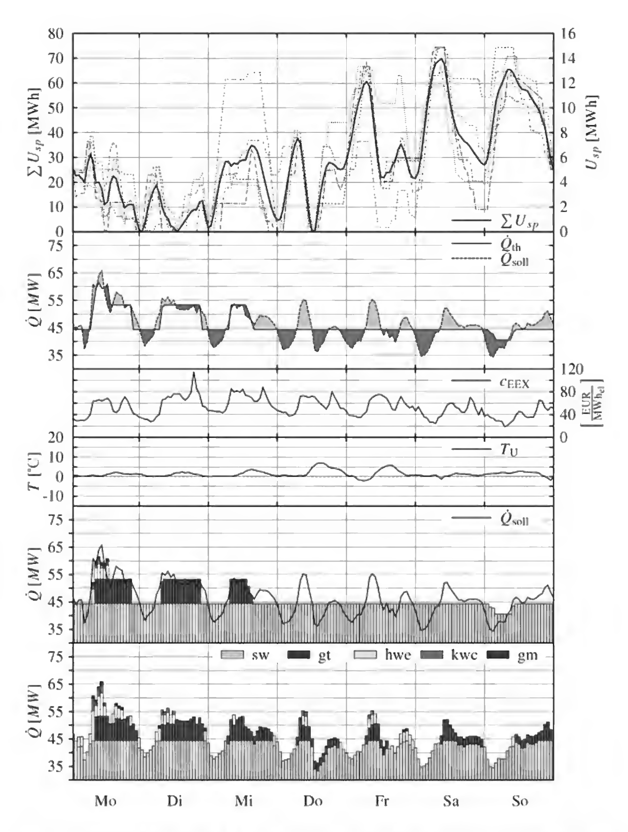



Abb. 4: Ergebnisse für die Szenarien mit und ohne Speicher in der KW 6 – Normaler Winter

Wärmeauskopplung. Die Kurven lägen im Diagramm übereinander, weshalb auf eine Darstellung verzichtet wird. Weitere Eingangsgrößen neben dem Wärmebedarf sind der Strompreis und die Umgebungstemperatur, welche ebenfalls in den Diagrammen vorkommen. Im unteren Teil findet sich ein Vergleich der Einsatzzeiten der Kraftwerke im Laufe der Woche jeweils für den Fall mit und ohne Speicher.[15] Um die Abweichung des Energiesystems mit Speicher vom tatsächlichen Wärmebedarf zu verdeutlichen, ist dieser hier erneut dargestellt.

Zu Beginn der Woche werden die Wärmespeicher nur eingeschränkt genutzt. Der hohe Wärmebedarf an den Tagen Montag bis Mittwoch und der Einsatz der Gasturbine, welcher auf Grund der hohen Strompreise rentabel ist, führen dazu, dass die Wärmespeicher nur zur Regelung kleinerer Lastschwankungen genutzt werden. Sind keine Speicher vorhanden, so ist es notwendig die Gasturbine jeden Tag zuzuschalten. Zudem ist eine Regelung durch die Heißwassererzeuger und das HKW erforderlich. Der Einsatz der Wärmespeicher ermöglicht bei den Bedingungen der zweiten Wochenhälfte einen gleichmäßigen Betrieb des HKW. Die Lastspitzen und -senken sind von Donnerstag bis Sonntag ausgeglichen. Der Zeitpunkt der Maxima der Speicherbeladung wird vom Optimierer so gewählt, dass die Lastspitze des jeweiligen Tages mit dem Speicherinhalt überbrückt werden kann. Durch den Einsatz der Speicher kann auch hier der Anteil der Heißwassererzeuger an der Wärmegestehung reduziert werden.

Von entscheidender Bedeutung für den Einsatz von Wärmespeichern ist ein monetärer Vorteil, welcher eine Investitionsentscheidung rechtfertigt. Da diese Entscheidung bei der Firma BTB Berlin bereits gefallen ist, kommt die Optimierung im vorliegenden Fall ohne Investitionsberechnungen und langfristige Analyse aus. Aus den Ergebnissen der durchgeführten Optimierungen ergibt sich auf Grundlage der vorhandenen Daten des Jahres 2009 ein monetärer Vorteil von rund 300.000 EUR pro Jahr beim Einsatz von Wärmespeichern im Energiesystem der BTB Berlin.

Abschließend kann gezeigt werden, dass mit dem ökonomischen Vorteil der Speichertechnologie auch ein ökologischer Vorteil verbunden ist. Die spezifischen Kohlendioxidemissionen der Mehrproduktion durch den Einsatz der Wärmespeicher belaufen sich auf 365 $\frac{\text{g}}{\text{kWh}}$. Da die zusätzliche Stromgestehung zu Zeiten hoher Strompreise erfolgt,

[15] Auf die Darstellung des Leistungsbereiches unterhalb von 30 MW wird verzichtet. Es ist anzumerken, dass während der Kalenderwoche die NEZ sowohl im Fall mit, als auch im Fall ohne Speicher, durchgängig in Vollast betrieben wird.

werden vornehmlich emissionsintensivere Kraftwerke aus der Merit-Order verdrängt. Sofern für den Strompreisbildungsmechanismus ein idealer Markt vorausgesetzt wird, können mit Hilfe einer Kraftwerksdatenbank den Strompreisen am Spotmarkt spezifische Kohlendioxidemissionen zugeordenet werden. Die absolute Einsparung durch den Einsatz der Wärmespeicher bei der Firma BTB Berlin kann mit rund 1.000 t $CO_2$ pro Jahr beziffert werden.

## Literatur

[1] Bagemihl, J. : Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt / Universität Stuttgart. Version: 2003. http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?idn=967942993&dok_var=d1&dok_ext=pdf&filename=967942993.pdf, Abruf: 15.06.2010. – Dissertation

[2] Dubois, R. : *Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern*. Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6: Energieerzeugung Nr. 194. Düsseldorf : VDI-Verlag GmbH, 1986. – ISBN 3–18–149406–2

[3] Glover, F. : Improved linear integer programming formulations of nonlinear integer problems. In: *Management Science* 22 (1975), Nr. 4, S. 455–460

[4] Grötschel, M. ; Holland, O. : Solution of large-scale traveling salesman problems. In: *Mathematical Programming* 51 (1991), Nr. 2, S. 141–202

[5] Hofmann, M. : Optimierung eines Energiesystems mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kurzzeit-Wärmespeichern zum wirtschaftlichen Betrieb eines Fernwärmenetzes / Technische Universität Berlin. 2010. – Diplomarbeit

[6] Hummelt, H. L. E.: Analyse des wirtschaftlichen Einsatzes thermischer Speicher in KWK-Anlagen mit Hilfe mathematischer Optimierung / Technische Universität Berlin. 2009. – Diplomarbeit

[7] Jüdes, M. ; Christidis, A. ; Koch, C. ; Pottel, L. ; Tsatsaronis, G. : Combined optimization of the operation of existing power plants with the design and operation of heat storage systems for a large district heating network. In: *Proceedings of 22nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization Simulation and Enviromental Impact of Energy Systems (ECOS)*, 2009

[8] Kallrath, J. : *Gemischt-ganzzahlige Optimierung – Modellierung in der Praxis*. 1. Auflage. Braunschweig, Wiesbaden : Vieweg, 2002. – ISBN 3–528–03141–7

[9] Mitchell, J. E.: Branch and cut algorithms for combinatorial optimization problems. In: Pardalos, P. M. (Hrsg.) ; Resende, M. G. C. (Hrsg.): *Hanbook of Applied Optimization*. New York : Oxford University Press, 2002

[10] Nielson, J. R. u. a.: Two-step decision and optimisation model for centralised or decentralised thermal storage in DHC systems / International Energy Agency (IEA). Version: 2005. http://www.svenskfjarrvarme.se/download/3478/8dhc-05-02_two_step_decision.pdf, Abruf: 11.05.2010. – Report 8DHC-05.02

[11] Padberg, M. ; Rinaldi, G. : A branch and cut algorithm for the resolution of large-scale symmetric traveling salesman problems. In: *SIAM Review* 33 (1991), Nr. 1, S. 60–100

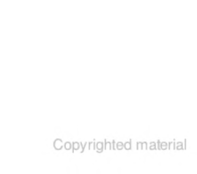
[12] Perlwitz, H. : Der Erdgasmarkt für den Kraftwerkssektor unter $CO_2$-Minderungsverpflichtungen – Eine modellgestützte Analyse des europäischen Energiemarktes / Universität Fridericiana zu Karlsruhe. Version: 2007. http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?idn=986820415&dok_var=d1&dok_ext=pdf&filename=986820415.pdf, Abruf: 23.05.2010. – Dissertation

[13] Ravn, H. F. ; Rygaard, J. M.: Optimal scheduling of coproduction with a storage. In: *Engineering Optimization* 22 (1994), S. 267–281

[14] Spangenberg, C. : Einsatzoptimierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit Gasturbinen / Technischen Universität München. 1998. – Dissertation

[15] Winkler, W. : Untersuchung des wirtschaftlichen Einsatzes eines Kurzzeit-Wärmespeichers in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage / Technische Universität Berlin. 1996. – Diplomarbeit

[16] Yokoyama, R. ; Ito, K. : A revised decomposition method for MILP problems and its application to operational planning of thermal storage systems. In: *Jonrnal of Energy Ressonrces Technology* 118 (1996), S. 277–284


Copyrighted material

# Der Beitrag von Wärmespeichern zur kostenoptimalen Bereitstellung von Fernwärme und Strom im Versorgungsgebiet Berlin der Vattenfall Europe AG

Andreas Christidis*[1], Christoph Koch[2], Lothar Pottel[2], George Tsatsaronis[1]

[1] *Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, 10587 Berlin, Deutschland*

[2] *Vattenfall Europe Wärme AG, 12435 Berlin, Deutschland*

* *E-mail: christidis@iet.tu-berlin.de, Telefon: +49(0)30/314 21737*

## Kurzfassung

In Zusammenarbeit mit der Vattenfall Europe Wärme AG wurden Untersuchungen durchgeführt, um die optimalen Standorte und Größen von Wärmespeichern im Versorgungsgebiet Berlin, sowie deren ökonomischen Beitrag zu bestimmen. Da die optimale Speicherdimensionierung und die Fahrweise des Heizkraftwerkparks von einander abhängig sind, ist eine gekoppelte Entwurfsoptimierung der Wärmespeicher und Betriebsoptimierung (Einsatzplanung) der Heizkraftwerke nötig. Hierfür wurde ein gemischt-ganzzahlig lineares Modell entwickelt, welches einen repräsentativen Zyklus von einem Jahr berücksichtigt.

In diesem Beitrag wird der gewählte Lösungsansatz ausführlich beschrieben und auf die Ergebnisse der Untersuchung eingegangen. Hierbei liegt der Fokus gleichermaßen auf den ermittelten optimalen Nutzvolumina der Wärmespeicher, ihrer Wirtschaftlichkeit und der Veränderung der optimalen Betriebsweise ausgewählter Heizkraftwerke durch die Integration von Speichern.

## Stichworte

Kraft-Wärme-Kopplung, Heizkraftwerke, Fernwärmenetz, Wärmespeicher, gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung

## 1 Einleitung

Die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ermöglicht bekanntermaßen einen, im Vergleich zur getrennten Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie, höheren Brennstoffausnutzungsgrad. Diesen Vorteil erkauft man sich jedoch bei Heizkraftwerken, die ein Fernwärmenetz versorgen, mit einer eingeschränkten Flexibilität bei der Stromproduktion, da sie wärmegeführt gefahren werden, um den Bedarf im Fernwärmenetz zu decken. Gerade in Zeiten stark volatiler Strompreise können Wärmespeicher, mit Hilfe derer sich die Stromproduktion teilweise von der Wärmenachfrage entkoppeln lässt, eine attraktive Investition sein, die eine strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlagen ermöglicht. Bei hohen Strompreisen lässt sich beispielsweise mehr elektrische Energie vermarkten, wenn die Wärmeproduktion durch einen Speicher nicht zeitgleich der Wärmenachfrage entsprechen muss, und in Zeiten niedriger Strompreise können unrentable Blöcke heruntergefahren werden, sofern der Speicher die Wärmeversorgung überbrücken kann.

## 2 Ziel und Methodik

In diesem Beitrag wird für den vorgegebenen Heizkraftwerkspark in Berlin im Zeitraum 2020 bis 2030 untersucht, ob der Einsatz von neu hinzugebauten Wärmespeichern rentabel ist. Die konkreten Fragen, die es zu beantworten gilt, sind folgende:

- An welchen Kraftwerksstandorten sind Wärmespeicher sinnvoll?
- Welches Nutzvolumen sollte jeder einzelne Wärmespeicher aufweisen?
- Wie wird die optimale Fahrweise des gesammten Energiesystems durch die Integration von Wärmespeichern beeinflusst?
- Welche Rentabilität ist zu erwarten, wenn die Speicher im Sinne der ersten zwei Punkte optimal dimensioniert werden, und das gesamte Energiesystem optimal betrieben wird?

Aus den Fragestellungen ist bereits ersichtlich, dass die wirtschaftlich optimale Dimensionierung der Wärmespeicher mit dem Betrieb dieser, aber auch aller in das Fernwärmenetz einspeisender Heizkraftwerke gekoppelt ist. Die Bedeutung der Systembetrachtung, d.h. die Betrachtung aller durch das Fernwärmenetz mit dem Standort verbundenen

Heizkraftwerke inklusive Netzengpässen und Wärmelasten der Teilnetze, wird u.a. in [4] deutlich. Dort wird die Investition in ein neues Gas- und Dampf-Heizkraftwerk (GuD) am Standort Klingenberg in Berlin untersucht. Die Gegenüberstellung der Systembetrachtung und der Standortbetrachtung einer Anlage mit Gegendruckturbine und einer mit Entnahme-Kondensationsturbine zeigt, dass die Bilanzierung um einen Standort zu falschen Investitionsentscheidungen führen kann, da ökonomische Potentiale durch Verdrängungseffekte innerhalb des Systems nicht zu vernachlässigen sind.

Folglich wurde zur Ermittlung des ökonomischen Potentials von Wärmespeichern ein mathematisches Modell entwickelt, das den blockscharfen Betrieb sämtlicher Berliner Heizkraftwerke und des Fernwärmenetzes technisch-physikalisch abbildet und den Trade-off zwischen Betriebsvorteil und Investitionsbelastung der Wärmespeicher monetär bewertet. Um den finanziellen Vorteil der Wärmespeicher zu beurteilen, werden zwei Optimierungsrechnungen durchgeführt, mit dem Ziel die Summe aus jährlichen Betriebskosten und annualisierten Investitionskosten zu minimieren; einmal für den Fall mit Wärmespeicher und zum Vergleich einmal ohne Wärmespeicher (und damit ohne Berücksichtigung von Investitionskosten). Der gewählte Zeithorizont beträgt ein Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von vier Stunden, woraus sich 2.190 Zeitintervalle ergeben. Obwohl die Charakteristika der einzelnen Komponenten prinzipiell nicht-linear sind, musste das Modell als gemischt-ganzzahlig-lineares Programm (GGLP / MILP) formuliert werden, da ein gemischt-ganzzahlig-nicht-lineares Problem (GGNLP / MINLP) dieser Größenordnung mit den verfügbaren Solvern bei weitem nicht mehr lösbar ist. In [8] wird für ein vorhandenes Fernwärmeverbundsystem die Möglichkeit einer Integration von neuen Heizkraftwerken und einem Langzeit-Wärmespeicher mit Hilfe eines MINLP-Modells untersucht. Die gewählte Anzahl von 78 Zeitintervallen (sechs Jahre mit einer zeitlichen Auflösung von 13 Intervallen pro Jahr) verdeutlicht die Grenzen der Lösbarkeit von ähnlichen MINLP-Modellen.

## 3 Der modellierte Heizkraftwerkspark Berlins

Mit einer Fernwärmetrasse von über 1.300 km Länge, einer Jahreswärmearbeit von rund 10 TWh und der Versorgung von ca. 550.000 Haushalten ist das Berliner Fernwärmenetz der Vattenfall Europe Wärme AG das größte in Westeuropa. Durch die Teilung der Stadt bis 1989 haben sich im Westteil der Stadt (Versorgungsgebiet 1, VG1) und im Ostteil der Stadt (Versorgungsgebiet 2, VG2) zwei Netze mit unterschiedlicher Infrastruktur und Fahrweise entwickelt. Im Versorgungsgebiet 2 existiert ein Zweileiternetz - wie bei den allermeisten Fernwärmenetzen üblich - mit einem Vorlauf, dessen Temperatur gleitend über die Heizkurve in Abhängigkeit der Außentemperatur gefahren wird, und einem Rücklauf. Im Versorgungsgebiet 1 wird zusätzlich ein weiterer Vorlauf mit einer konstanten Temperatur von 110°C betrieben, der hauptsächlich zur Klima-, Lüftungs- und Brauchwassererwärmung (KLB) genutzt wird. Bedingt durch die unterschiedliche Infrastruktur und die unterschiedlichen Heizkurven in den zwei Versorgungsgebieten, ist deren Kopplung zu vernachlässigen. Somit lassen sich zwei voneinander unabhängige Modelle aufstellen, die jeweils ein Versorgungsgebiet des Fernwärmeverbundsystems in Berlin abbilden.
Für die Untersuchungen wurde der geplante Heizkraftwerkspark von Berlin für die Jahre 2020 bis 2030 mit insgesamt 13 Heizkraftwerksblöcken (HKW) und 6 Heizwerken (HW) zu Grunde gelegt. Der westliche Teil der Stadt (VG1) wird demnach durch die momentan existierenden Heizkraftwerke Moabit, Reuter West, Charlottenburg und Wilmersdorf, und das bis dahin am Standort Lichterfelde neu errichtete Gas- und Dampf-Heizkraftwerk versorgt, sowie drei Heizwerken an den Standorten Moabit, Charlottenburg und Lichterfelde. In Abbildung 1 ist das Versorgungsgebiet 1 schematisch dargestellt. Die Wärmenachfrage des östlichen Stadtteils (VG2) sollen das 1997 in Betrieb genommene Gas- und Dampf-Heizkraftwerk Mitte, sowie die geplanten Gas- und Dampf-Heizkraftwerke an den Standorten Klingenberg und Lichtenberg, zwei Biomasse-Heizkraftwerke und das Heizwerk Scharnhorststrasse zusammen mit den Heizwerken am Standort Mitte und Lichtenberg decken (siehe auch Abb. 2). Als Wärmespeicher kommen für diese Zwecke Verdrängungsspeicher zum Einsatz, in denen das Wasser, mit dem das Fernwärmenetz betrieben wird, typischerweise für mehrere Stunden oder Tage zwischengespeichert wird [5, 6, 7].

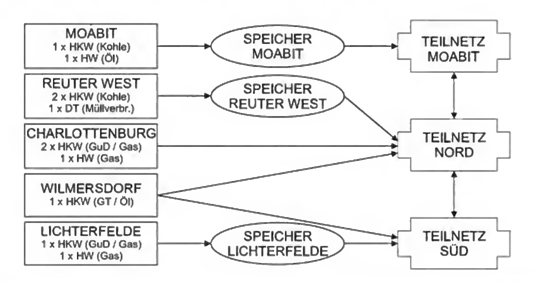



Abb. 1: Vereinfachte Darstellung des Versorgungsgebietes 1 des Berliner Fernwärmenetzes mit den möglichen Speicherstandorten.

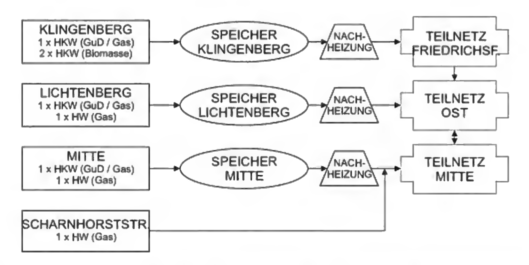



Abb. 2: Vereinfachte Darstellung des Versorgungsgebietes 2 des Berliner Fernwärmenetzes mit den möglichen Speicherstandorten.

Eine notwendige Linearisirung in der Energiebilanz, in der das Produkt der Variablen aus Massenstrom bzw. eingespeicherte Warmwassermasse mit der Temperatur eingeht, ist die Fixierung der Speichertemperatur. Da sowohl die maximale Temperatur des Vorlaufs mit variabler Temperatur im Versorgungsgebiet 1, als auch die Temperatur des KLB-Leiters 110°C beträgt, und ein Wärmespeicher mit leichtem Überdruck für eine Einspeisung bei 110°C ausreicht, wurde die Speichertemperatur auf 110°C festgelegt. Für das Versorgungsgebiet 2, in dem die Temperatur des Vorlaufs bis zu 135°C betragen kann, wurden erdgasbetriebene Nachheizungen an den Zuleitungen der Wärmespeicher in das Fernwärmenetz vorgesehen, sodass die Wärmespeicher das gesamte Jahr über einsatzfähig sind.

## 4 Modellierung

Das Modell besteht aus einer Zielfunktion, in der alle Kostenpositionen zusammengefasst werden, und Nebenbedingungen, die als System von Gleichungen und Ungleichungen die Variablen beschränken, um das technisch-physikalische Verhalten des Wärmeverbundsystems abzubilden.
In der Zielfunktion (1) stellen die Erlöse aus dem Verkauf von elektrischer Energie $P$ an der European Energy Exchange (EEX) die Einnahmen dar. Die Brennstoffkosten und Ausgaben für $CO_2$-Zertifikate jedes Blocks $b$ zu jedem Zeitschritt $t$ zusammen mit den Anfahrkosten bilden die mit dem Betrieb der Anlagen verbundenen Ausgaben. Erlöse aus dem Verkauf der Nutzwärme werden nicht berücksichtigt, da der Wärmebedarf als Randbedingung vorgegeben ist, wodurch die Wärmeerlöse unabhängig von der Fahrweise des Energiesystems sind. Die Ermittlung des optimalen Nutzvolumens $V$ eines jeden potentiellen Wärmespeichers $s$ erfolgt durch Einbindung der Investitionskosten, welche mit Hilfe des Kapitelwiedergewinnungsfaktors $kwf$ annualisiert werden[1].

$$\max \quad \left\{ZF\left(Y_s, V, \dot{P}^{sk}, \dot{Q}_{kt}^{sk}, \dot{Q}_{vt}^{sk}, Y_b\right)\right\} = \underbrace{\sum_{b=1}^{\beta}\sum_{t=1}^{\tau} k_p(t)\cdot \dot{P}^{sk}(b,t)\cdot \Delta t}_{\text{Stromerlöse}} - \underbrace{\sum_{b=1}^{\beta}\sum_{t=1}^{\tau} k_a(b)\cdot A(b,t)}_{\text{Anfahrkosten}}$$

$$- \underbrace{\sum_{b=1}^{\beta}\sum_{t=1}^{\tau}\left(k_b(b)+k_{co_2}\cdot k_e(b)\right)\cdot \dot{B}(b,t)\cdot \Delta t}_{\text{Brennstoff- und } CO_2\text{-Emissionskosten}} - \underbrace{\sum_{s=1}^{\sigma}\left(k_{s0}\cdot Y_s(s)+k_{s1}\cdot V(s)\right)\cdot kwf}_{\text{Annualisierte Investitionskosten}} \quad (1)$$

Der Brennstoffbedarf der Heizkraftwerke $\dot{B}$ wird in (2) linear in Abhängigkeit der binären Betriebsvariable $Y_b$ ($Y_b = 0 \rightarrow$ Block ist nicht in Betrieb, $Y_b = 1 \rightarrow$ Block ist in Betrieb), der elektrischen Leistung $\dot{P}^{sk}$ und der Wärmebereitstellung bei konstanter Vorlauftemperatur $\dot{Q}_{kt}^{sk}$ bzw. bei variabler Vorlauftemperatur $\dot{Q}_{vt}^{sk}$ dargestellt. Für Heizwerke und Nachheizungen entfallen die ersten drei Summanden in (2).

$$\dot{B}(b,t) = k_1(b,t)\cdot Y_b(b,t) + k_2(b,t)\cdot \dot{P}^{sk}(b,t) + k_3(b,t)\cdot \dot{Q}_{kt}^{sk}(b,t) + k_4(b,t)\cdot \dot{Q}_{vt}^{sk}(b,t) \quad \forall b,t \quad (2)$$

[1] Zur Nomenklatur: Parameter werden kleingeschrieben, Variablen großgeschrieben und Binärvariablen mit $Y$ bezeichnet. Indizes beschreiben die Parameter und Variablen, während in Klammern gesetzte Buchstaben, wie $t$, $b$ und $s$ Laufindizes der Zeit, der Heizkraftwerksblöcke und der Wärmespeicher sind.

Die Zeitabhängigkeit der Koeffizienten $k_i$ in (2) ist implizit und berücksichtigt den Einfluss der Vorlauftemperatur auf die Betriebscharakteristik. Neben einer Zeitreihe von Strompreisen und der Wärmenachfrage in den Teilnetzen wird ebenso eine Zeitreihe der Außentemperatur exogen vorgegeben, aus der sich über die jeweiligen Heizkurven die Vorlauftemperaturen für jeden Zeitschritt ergeben. Die Vorlauftemperatur ist demnach die Ursache, weshalb die Koeffizienten $k_1$ bis $k_4$ eine Zeitabhängigkeit besitzen.
Der Index $sk$ bezeichnet semikontinuierliche Variablen, die nötig sind, um den Bereich zwischen Stillstand und minimaler Last auszuschließen. Da eine Formulierung als Produkt aus Betriebsvariable und Energiestrom in einem gemischt-ganzzahlig-linearem Modell nicht zulässig ist, müssen semikontinuierliche Variablen, wie am Beispiel der elektrischen Leistung gezeigt, mit Hilfe von zwei Ungleichungen (3) und (4) nach [3] aufgebaut werden.

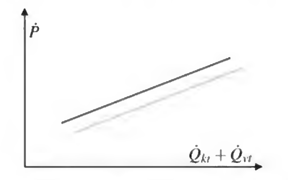
$$Y_b(b,t) \cdot \dot{p}^{\min}(b,t) \quad \leq \dot{P}^{sk}(b,t) \quad \forall b,t \tag{3}$$

$$Y_b(b,t) \cdot \dot{p}^{\max}(b,t) \quad \geq \dot{P}^{sk}(b,t) \quad \forall b,t \tag{4}$$

Als Grundlage für die Beschränkungen der kontinuierlichen Variablen $\dot{P}$ und $\dot{Q}$ dienen so genannte $\dot{P}$,$\dot{Q}$-Diagramme, die in Abhängigkeit des Anlagentyps und der Vorlauftemperatur den Betriebsbereich der Heizkraftwerke vorgeben, wie in Abbildung 3 qualitativ dargestellt (vgl. auch [1] S. 76 ff.). Die in der Zielfunktion auftretenden Anfahrkosten werden mit Hilfe einer Anfahrvariablen $A$ ermittelt, die durch (5) auf den Wert 1 gesetzt wird, sofern es sich um einen Anfahrvorgang handelt ($Y_b(t) = 0$ und $Y_b(t+1) = 1$). Wird ein Block nicht angefahren, beschränkt die Ungleichung die Anfahrvariable $A$ nicht, wodurch sie über die zu maximierende Zielfunktion zu 0 gesetzt wird.

$$Y_b(b,t) - Y_b(b,t+1) + A(b,t+1) \geq 0 \qquad A \in [0,1] \quad \forall b,t \tag{5}$$

[2]Gasturbinen mit Abhitzekessel (ohne Bypass) zur Auskopplung thermischer Energie lassen sich durch das linke Diagramm in Abbildung 3 - allerdings ohne Abhängigkeit der Vorlauftemperatur - beschreiben.



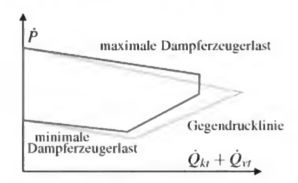




Abb. 3: $\dot{P}$,$\dot{Q}$-Diagramme als Darstellung des Betriebsbereichs von Gegendruckanlagen (links, auf der Linie) und Entnahme-Kondensationsanlagen (rechts, innerhalb der Fläche)[2]. Dunkelgrau: niedrige Vorlauftemperatur; Hellgrau: hohe Vorlauftemperatur

Des Weiteren müssen minimale Stillstandszeiten (6) und (7) und minimale Betriebszeiten (8) und (9) der einzelnen Blöcke der Heizkraftwerke berücksichtigt werden.

$$T_s(b,t+1) = \left(T_s(b,t)+1\right)\cdot\left(1-Y_b(b,t+1)\right) \qquad \forall b,t \tag{6}$$

$$0 \leq \left(Y_b(b,t+1)-Y_b(b,t)\right)\cdot\left(T_s(b,t)-t_s^{\min}(b)\right) \qquad \forall b,t \tag{7}$$

$$T_b(b,t+1) = \left(T_b(b,t)+1\right)\cdot Y_b(b,t+1) \qquad \forall b,t \tag{8}$$

$$0 \geq \left(Y_b(b,t+1)-Y_b(b,t)\right)\cdot\left(T_b(b,t)-t_b^{\min}(b)\right) \qquad \forall b,t \tag{9}$$

Die Gleichungen (6) und (8) definieren die Stillstandszeit $T_s$ respektive Betriebszeit $T_b$, während die Ungleichungen (7) und (9) dafür sorgen, dass die minimalen Vorgaben $T_s \geq t_s^{\min}$ bzw. $T_b \geq t_b^{\min}$ eingehalten werden. Die Formulierungen (6) bis (9) sind nichtlineare Ausdrücke, die z.B. unter Verwendung der „Glover's linearization" [2], linearisiert werden können. Für die minimalen Stillstandszeiten ist dies im Folgenden aufgeführt. Aus Gleichung (6) ergeben sich die Ungleichungen (10) bis (13), während die Ungleichung (7) durch die Ungleichungen (14) bis (22) beschrieben wird.

$$T_s(b,t+1) \geq l_1\cdot\left(1-Y_b(b,t+1)\right) \qquad \forall b,t \tag{10}$$

$$T_s(b,t+1) \leq u_1\cdot\left(1-Y_b(b,t+1)\right) \qquad \forall b,t \tag{11}$$

$$T_s(b,t+1) \geq 1+T_s(b,t)-u_1\cdot Y_b(b,t+1) \qquad \forall b,t \tag{12}$$

$$T_s(b,t+1) \leq 1+T_s(b,t)-l_1\cdot Y_b(b,t+1) \qquad \forall b,t \tag{13}$$

$$l_1 < \min\left\{T_s(b,t+1)+1\right\}$$

$$u_1 > \max\left\{T_s(b,t+1)+1\right\}$$

$$X_1(b,t+1) \geq l_2 \cdot Y_b(b,t+1) \qquad \forall b,t \tag{14}$$

$$X_1(b,t+1) \leq u_2 \cdot Y_b(b,t+1) \qquad \forall b,t \tag{15}$$

$$X_1(b,t+1) \geq T_s(b,t) - t_s^{\min}(b) - u_2 \cdot \left(1 - Y_b(b,t+1)\right) \qquad \forall b,t \tag{16}$$

$$X_1(b,t+1) \leq T_s(b,t) - t_s^{\min}(b) - l_2 \cdot \left(1 - Y_b(b,t+1)\right) \qquad \forall b,t \tag{17}$$

$$X_2(b,t) \geq l_2 \cdot Y_b(b,t) \qquad \forall b,t \tag{18}$$

$$X_2(b,t) \leq u_2 \cdot Y_b(b,t) \qquad \forall b,t \tag{19}$$

$$X_2(b,t) \geq T_s(b,t) - t_s^{\min}(b) - u_2 \cdot \left(1 - Y_b(b,t)\right) \qquad \forall b,t \tag{20}$$

$$X_2(b,t) \leq T_s(b,t) - t_s^{\min}(b) - l_2 \cdot \left(1 - Y_b(b,t)\right) \qquad \forall b,t \tag{21}$$

$$0 \leq X_1(b,t+1) - X_2(b,t) \tag{22}$$

$$l_2 < \min\left\{T_s(b,t) - t_s^{\min}(b)\right\}$$

$$u_2 > \max\left\{T_s(b,t) - t_s^{\min}(b)\right\}$$

Die Leitungen des Fernwärmenetzes wurden mit Hilfe einer Adjazenzmatrix modelliert, wobei an den Knoten die Massenbilanzen zu erfüllen sind, und bei der Kopplung zwischen Heizkraftwerken und Heizwerken („Wärmequellen") bzw. Teilnetzen („Wärmesenken") und dem Fernwärmenetz zusätzlich die Energiebilanz mit der implizit vorgegebenen Vorlauftemperatur. Netzpumpen werden einerseits durch ihre maximale Förderleistung in Form einer Netzrestriktion berücksichtigt und andererseits durch ihren elektrischen Eigenverbrauch.

Für die Wärmespeicher werden ebenso Massen- und Energiebilanzen formuliert, woraus sich der Speicherfüllstand ergibt, der zu jedem Zeitschritt kleiner-gleich dem Nutzvolumen des Speichers sein muss. Zusammen mit der Zielfunktion führt diese Forderung – ähnlich wie bei der Implementierung der Anfahrkosten – zu einem Nutzvolumen, das einerseits Flexibilität im Betrieb der Heikraftwerke gewährleistet, und andererseits keine unbegründeten Investitionskosten verursacht. Um eine intuitive Darstellung des Speicherfüllstandes zu erhalten, wurde die explizite zeitlichen Diskretisierung der dynamischen Massen- und Energiebilanzgleichungen gewählt, d.h. (nur) die Nettobeladeleistung im Zeitschritt $t$ führt zu einer Erhöhung des Speicherfüllstandes im Zeitschritt $t+1$. Letztlich wurde gefordert, dass der Speicherfüllstand am Anfang und am Ende des betrachteten Zeithorizonts von einem Jahr identisch sein muss, um eine nicht mit Produktionskosten belegte Anfangskapazität im Wärmespeicher auszuschließen.

Da es sich um eine Studie an einem kommerziell betriebenen Wärmeverbundsystem handelt, können hier weder Angaben zu Anlagencharaktristika, noch zu Annahmen wirtschaftlicher Randbedingungen gemacht werden.
Die Untersuchungen wurden für drei verschiedene ökonomische Szenarien durchgeführt, die auf Preisprognosen für Brennstoff, $CO_2$-Zertifikate und elektrischer Energie der Vattenfall Europe Wärme AG basieren. Die Größe der beschriebenen Optimierungsmodelle ist in Tabelle1 zusammengefasst.

Tab. 1: Anzahl der Variablen und Nebenbedingungen der zwei Modelle.

| Modell | Nebenbedingungen | Variablen | Binärvariablen |
|---|---|---|---|
| VG1 | 1.690.384 | 985.460 | 21.288 |
| VG2 | 1.252.510 | 748.968 | 13.140 |

## 5 Ergebnisse

In Abbildung 4 sind die Ergebnisse für die optimalen Nutzvolumina der Wärmespeicher an jedem potentiellen Standort, normiert auf die baulich maximal mögliche Speichergröße am Standort Mitte, angegeben. Es ist zu erkennen, dass die Errichtung eines Speichers (in der Systembetrachtung) in jedem Versorgungsgebiet an zwei von drei Standorten ökonomisch sinnvoll ist. Am Standort Mitte (VG2) sollte für jedes der drei Preisszenarien die maximal mögliche Speicherkapazität aufgestellt werden, während im Versorgungsgebiet 1 am Standort Reuter West ein Speicher mit ca. $60 \pm 10\,\%$ des Nutzvolumens am Standort Mitte, abhängig vom betrachteten Preisszenario, optimal ist.
Der monetäre Vorteil der Wärmespeicherung in den zwei Versorgungsgebieten ist in Abbildung 5 mit Hilfe der Amortisationszeit der Wärmespeicher dargestellt (ohne Angabe von Zahlenwerten). Der deutlich größere ökonomische Anreiz der Wärmespeicherung im Versorgungsgebiet 2 ist durch die Gegendruckcharakteristik des Heizkraftwerks Mitte zu erklären, auf die im Folgenden noch genauer eingegangen wird. Des Weiteren

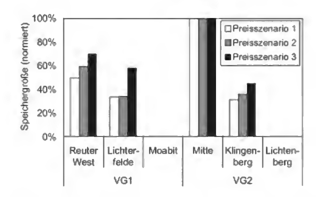



Abb. 4: Normierte optimale Größen der Wärmespeicher.

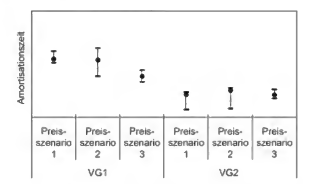



Abb. 5: Amortisationszeiten und numerische Unsicherheiten.

wurden die numerischen Unsicherheiten[3], die sich aus dem Vergleich von gefundener Lösung und oberer Grenze der Optimierungsrechnungen mit und ohne Wärmespeicher ergeben, als Konfidenzintervall angegeben. Die Länge und Lage des Konfidenzintervalls bei Preisszenario 3 für das VG2 lässt schlussfolgern, dass die Amortisationszeit der Rechnungen für das Preisszenario 1 und 2 des selben Versorgungsgebiets im oberen Bereich ihres Konfidenzitervalls liegen muss, nahe der gefundenen Lösung. Die vergleichsweise große numerische Unsicherheit der Rechnungen für das Preisszenario 2 im VG1 erklärt, weshalb das Nutzvolumen des Wärmespeichers am Standort Lichterfelde in Abbildung 4 als „Ausreißer" zu deuten ist.

Die Vorteile der Wärmespeicherung im Betrieb des Heizkraftwerkparks können anhand der Abbildungen 6 und 7 erläutert werden, in denen für die zwei lukrativsten Standorte – Reuter West und Mitte – der optimale Betrieb mit und ohne Wärmespeicher gegenübergestellt ist. Das Heizkraftwerk Reuter West besteht aus zwei kohlegefeuerten Blöcken mit jeweils ca. 300 $MW_{el}$ ohne Wärmeauskopplung und 250 $MW_{el}$ bei maximaler Wärmeauskopplung von 360 $MW_{th}$ (vgl. Abb. 3, rechts) und einer Turbine (25 $MW_{el}$ / 70 $MW_{th}$), die mit Dampf aus einer Müllverbrennungsanlage betrieben wird. Mit über 700 MW thermischer Leistung ist der Standort Reuter West der wichtigste Wärmelie-

[3]Bei der Lösung eines MILP-Maximierungsproblems kann, zusätzlich zu der vom Optimierunsalgorithmus gefundenen (besten) Lösung, eine obere Grenze angegeben werden, von der bewiesen ist, dass diese größer-gleich dem globalen Maximum des Modells ist. Die Differenz der zwei Werte (Gap) wird typischerweise als Konvergenzkriterium verwendet. Mit der Kenntnis, dass das gesuchte Optimum jeder Rechnung zwischen gefundener Lösung und oberer Grenze liegen muss, und dem Vergleich der Ergebnisse mit und ohne Wärmespeicher, lassen sich die in Abb. 5 dargestellten, und hier als numerische Unsicherheiten bezeichneten, Konfidenzintervalle angeben.

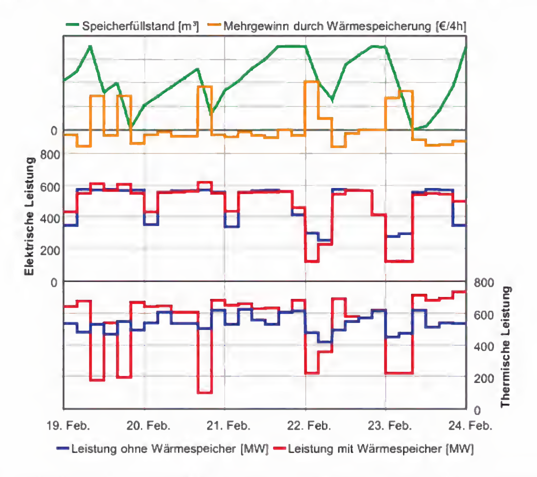



Abb. 6: Veränderung des optimalen Betriebs am Standort Reuter West (kohlegefeuerte Entnahme-Kondensationsanlagen).

ferant im Versorgungsgebiet 1. In Abbildung 6 lassen sich zwei charakteristische Speicherentladebedingungen und eine typische Situation der Beladung des Wärmespeichers identifizieren. In den Vormittags- und Nachmittagsstunden des 19. und am Nachmittag des 20. Februars wird bei voller Last der zwei Dampferzeuger die Wärmeproduktion zu Gunsten einer höheren elektrischen Leistung heruntergefahren, sofern eine Versorgung aus dem Wärmespeicher möglich ist. Auf diese Weise lässt sich bei hohen Strompreisen der Deckungsbeitrag steigern, wie im oberen Teil der Grafik zu erkennen ist. Bei niedrigen Strompreisen ermöglicht ein Wärmespeicher eine Reduktion der Feuerungsleistung oder ein Abschalten von Blöcken, wodurch Verluste minimiert werden, wie anhand der elektrischen und thermischen Leistung in den frühen Morgenstunden des 22. und 23. Februars zu sehen ist. Die Beladung des Wärmespeichers erfolgt demnach bei mittleren Strompreisen, bei denen die elektrische Leistungseinbuße vergleichsweise geringe monetäre Auswirkungen hat.

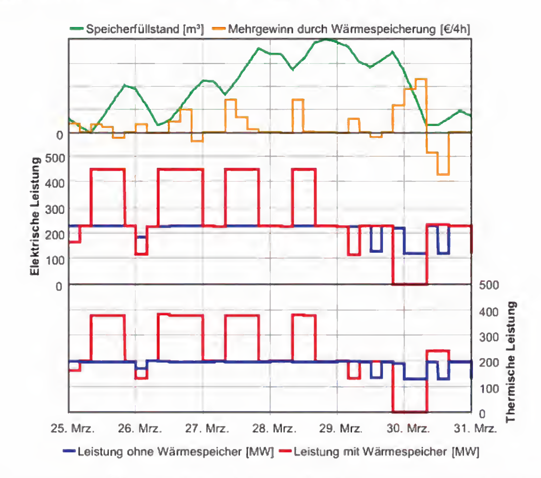



Abb. 7: Veränderung des optimalen Betriebs am Standort Mitte (Gas- und Dampf-Heizkraftwerk mit Gegendruckturbine).

Das Gas- und Dampf-Heizkraftwerk Mitte mit einer Leistung von ca. 440 $MW_{el}$ und 400 $MW_{th}$ wurde als Gegendruckanlage konzipiert (vgl. Abb. 3, links), wodurch die Fernwärmenachfrage maßgeblich die Stromproduktion bestimmt. Ein nachträglich installierter Hilfskühler kann im Sommer bis zu 100 $MW_{th}$ an die Umgebung abgeben und ermöglicht somit eine flexiblere Fahrweise. Die Gegendruckcharakteristik führt, wie in Abbildung 7 zu sehen, zu anderen optimalen Be- und Entladeregeln des Wärmespeichers. Wochentags, wenn die Strompreise hoch sind, lässt sich durch eine Speicherbeladung die Stromproduktion erhöhen. Die Entladung des Wärmespeichers in Zeiten niedriger Strompreise ist – wie am Standort Reuter West – ebenfalls lukrativ, um Brennstoffkosten zu sparen, was in der Nacht vom Samstag, den 29. März auf den Sonntag deutlich wird. Durch die Entladung des Wärmespeichers in den Nachtstunden unter der Woche werden Heizwerke und andere Heizkraftwerke im Versorgungsgebiet 2 verdrängt und gleichzeitig die Möglichkeit des erstgenannten Vorteils der Wärmespeicherung für die Gegendruckanlage geschaffen.

Die Veränderung der optimalen Betriebsweise (Einsatzplanung) des Heizkraftwerkparks lässt sich neben der zeitlich aufgelösten Darstellung einiger exemplarischer Tage auch in Form von Jahresarbeiten belegen. In Tabelle 2 ist die Jahressumme der Stromproduktion, sowie die Wärmeproduktion aus Heizwerken und der Anteil der zwischengespeicherten thermischen Energie am Jahreswärmebedarf dargestellt. Es fällt auf, dass die Stromproduktion im Versorgungsgebiet 1 für alle Strompreisszenarien durch die Integration der Wärmespeicher sinkt, während sie im Versorgungsgebiet 2 steigt. Das Potential der Wärmespeicherung liegt im VG1 demnach hauptsächlich in der Vermeidung einer fernwärmebedingten, unrentablen Stromproduktion, während im VG2 die Erhöhung der (rentablen) Betriebsstunden der Gegendruckanlage Mitte dominiert, wodurch die Rentabilität der Wärmespeicher im Ostteil der Stadt deutlich höher ist. Zusätzlich wird im VG2 durch die Wärmespeicherung eine größere Menge an Fernwärme verdrängt, die sonst von Heizwerken produziert würde, da die installierte Kapazität an KWK-Anlagen im VG2 geringer ist. Letztlich kann die höhere Rentabilität der Wärmespeicher im Versorgungsgebiet 2 auch durch den größeren Anteil der zwischengespeicherten Energie begründet werden, der, wie in Tabelle 2 dargestellt, im VG1 etwa 1/5 beträgt, während es im VG2 ca. 1/3 sind.

Tab. 2: Jahressumme der Stromproduktion P, Wärmeerzeugung mittels Heizwerken $Q_{HW}$ und Anteil der zwischengespeicherten thermischen Energie am Jahreswärmebedarf $Q_{SP}$.

| | | P [GWh/a] | | | $Q_{HW}$ [GWh/a] | | | $Q_{SP}$ [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | ohne Speicher | mit Speicher | $\Delta P$ | ohne Speicher | mit Speicher | $\Delta Q$ | |
| VG1 | Preisszenario 1 | 6.846 | 6.697 | **-149** | 115 | 28 | **-87** | 19% |
| | Preisszenario 2 | 7.336 | 7.160 | **-176** | 200 | 85 | **-115** | 20% |
| | Preisszenario 3 | 6.778 | 6.613 | **-165** | 318 | 145 | **-173** | 23% |
| VG2 | Preisszenario 1 | 6.284 | 6.678 | **+394** | 680 | 483 | **-197** | 34% |
| | Preisszenario 2 | 6.978 | 7.221 | **+243** | 811 | 616 | **-195** | 33% |
| | Preisszenario 3 | 6.023 | 6.576 | **+553** | 1.052 | 737 | **-315** | 33% |

## Literatur

[1] R. Dubois. *Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern*. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, Fortschr.-Ber. VDI Reihe 6: Energieerzeugung Nr. 194, 1986.

[2] F. Glover. Improved linear integer programming formulations of nonlinear integer problems. *Management Science*, 22(4):455–460, 1975.

[3] K. Ito, R. Yokoyama, and T. Shiba. Optimal operation of a diesel engine cogeneration plant including a heat storage tank. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 114:687–694, 1992.

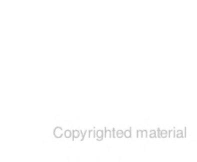
[4] C. Koch. Investitionsplanung von Erzeugungsanlagen in Fernwärmeverbundsystemen - Systemwirtschaftlichkeit „contra" Standortwirtschaftlichkeit. *Optimierung in der Energiewirtschaft*, 2018:147 – 156, 2007.

[5] M. K. Petersen and J. Aagaard. Heat accumulators. *News from DBDH*, 1, 2004.

[6] W. Prinz. Konstruktive und wirtschaftliche Aspekte des Kurzzeit-Wärmespeichers in Flensburg. *Fernwärme international*, 4:249–258, 1982.

[7] T. Schmidt and R. Danda. Errichtung und Betrieb eines Fernwärmespeichers. *Euroheat & Power - Fernwärme international*, 6:363–367, 1996.

[8] T.-M. Tveit, T. Savola, A. Gebremedhin, and C.-J. Fogelholm. Multi-period MINLP model for optimizing operation and structural changes to CHP plants in district heating networks with long-term thermal storage. *Energy Conversion and Management*, 50:639–647, 2009.


Copyrighted material

# Methodik zur Optimierung der Verteilung von Wärmeinfrastruktur am Beispiel des ländlichen Raumes

**hier: Landkreis Biberach, Baden-Württemberg**

Christoph Konrad[1], Markus Peter[1], Moritz Roth[1], Gerold Göttlicher[2], Armin Bott[3]

*[1]Europäisches Institut für Energieforschung, Emmy-Noether-Straße 11, 76131 Karlsruhe*
*[2]Energie Baden-Württemberg AG EnBW, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe*
*[3]Erdgas Südwest, Siemensstraße 9, 76275 Ettlingen*
*Kontakt an: konrad@eifer.org, Telefon: +49(0)721/6105-1313*

## Kurzfassung

Der Landkreis Biberach ist in den vergangenen Jahren von einer starken Zunahme der Bioenergienutzung geprägt. Derzeit sind bereits ca. 2/3 aller privaten Haushalte mit regenerativem Strom aus der regionalen/lokalen Biogasnutzung versorgt. Die 74 im Landkreise installierten Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von über 20 MWel werden durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) gefördert. Dies hat zur Folge, dass im Rahmen der schwerpunktmäßigen Förderung der Stromproduktion gegenwärtig große Teile der Wärmeproduktion ungenutzt bleiben. Im vorliegenden Fall wird die anfallende Wärme der mit Biogas betriebenen BHKWs nur teilweise genutzt bzw. dort, wo eine Nutzung stattfindet, ist diese oftmals verbesserungswürdig.

Die Studie befasst sich mit der Aufnahme und Quantifizierung der lokalen Wärmeinfrastruktur und ihrer Verortung bzgl. der Nachfragestrukturen als Entwicklung von Methoden zur technisch-ökonomischen Optimierung der Versorgungsstrukturen im Landkreis Biberach. Die iterative Herangehensweise basiert auf folgender Methodik: a) eine allgemeine Klassifizierung auf Basis von Kennzahlen (kWh/m2/a), b) der Verortung im Raum, c) Methoden zur Aggregation, d) die Analyse der resultierenden Unschärfen der Datenlage und e) einer Schlussfolgerung zur gewählten Methodik.

Auf Basis der vorhandenen lokalen Wärmesenken und der bestehenden Wärmeinfrastruktur (Gas- und Wärmenetze) werden sodann konzeptionelle Lösungen für neue/alternative leitungsgebundene Energienetze in Form von Mikrogas- und Nahwärmenetzen techno-ökonomisch einander gegenübergestellt und verglichen.


## Stichworte

Bioenergie, Biogas, Wärmesenken, Wärmedichte, GIS, Nahwärmenetz, Mikrogasnetz


## 1 Einleitung

Die Anforderungen der Zukunft an die regenerative Energieversorgung wird eine Erweiterung der Kapazitäten bei gleichzeitiger Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades bedeuten. Der ländliche Raum steht dabei im besonderen Fokus: zum einen da er ein Potential an feuchter und verholzter Biomasse liefert und gleichzeitig bereits eine Vielzahl an vorhanden Biogasanlagen (2010: ca. 6000 in Deutschland bei einer Gesamtkapazität von ca. 2,3 GW) mit einer genutzten landwirtschaftlichen Fläche von ca. 650.000 ha existieren. Die bestehenden Biogasanlagen werden in aller Regel über die im EEG geregelte Einspeisevergütung abgerechnet. Ein Großteil des eingesetzten Substrats basiert auf Maissilage. Aus Sicht der nachhaltigen Bodennutzung und der Biodiversität (Problematik von Monokulturen, Bodenerosion, Belastung der Grund- und Bodenwassers) ist dieser über lange Jahre einseitige Anbau zunächst als problematisch zu bewerten. Darüber hinaus hat die bei der Biogasverstromung anfallende Wärme oftmals nur geringen Wert bzw. wird oft gar nicht bzw. wenig sinnvoll genutzt (Bsp. Holztrocknung).

Gleichzeitig sind lokal existierende Ganzjahres-Wärmesenken im Bereich Haushalt, Gewerbe Handel Dienstleistung (GHD) nur wenig an existierende Bioenergieerzeugung angebunden.

Zur Verteilung der Bioenergie stehen derzeit drei netzgebundene Infrastrukturen zur Verfügung. Dort wo ein Erdgasnetz in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage existiert, kann das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet (ca. 97 % $CH_4$) werden (Ende 2010 ca. 50 Anlagen). Im ländlichen Raum wird jedoch diese finanzintensive Investition oftmals aufgrund der geringen Energienachfrage und insbesondere der unzureichenden Nachfragdichte selten aufgebaut. In diesem Fall bietet sich der Bau entweder von

Nahwärmenetzen oder aber Mikrogasnetzen von der Biogasanlage zur bestehenden Ortslage an. Idealerweise befindet sich in beiden Fällen zudem in direkter Nachbarschaft ein Ganzjahresabnehmer aus dem Bereich GHD bzw. Industrie, damit eine über das Jahr verteilte Abnahme einer Wärmegrundlast gewährleistet ist.

# 2 Bestimmung der lokalen Wärmeenergienachfrage und deren geographischen Verortung

Die folgenden Datenquellen und Methoden wurden zur Bestimmung des lokalen Wärmebedarfs herangezogen.

## Gebäudetypologie

Der Abschätzung auf Seiten der zu versorgenden Bebauung und Infrastruktur liegt eine objektbezogene Erfassung der lokalen Wärmenachfrage verteilt auf den Raum zugrunde. Diese wird im Rahmen dieser Studie auf der Basis der Typologisierung der Gebäudeinfrastruktur ermittelt. Danach lassen sich bestimmten Gebäudetypen bestimmten statistische Energieverbrauchswerte zuordnen. Im vorliegenden Fall wurden auf die Gebäudetypologisierungen des Instituts für Wohnen und Umwelt zurückgegriffen [8]. Die Kennwerte des Wärmebedarfs von Wohngebäuden stammen überwiegend aus der Studie "Energieeinsparung durch Verbesserung des Wärmeschutzes und Modernisierung der Heizungsanlage für 31 Musterhäuser der Gebäudetypologie" (Tab.1) – im weiteren Gebäudetypologie Hessen genannt – die im Auftrag des Impulsprogramms Hessen vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) im Jahr 2003 durchgeführt wurde.

| Beschreibung | Variablenname | Ausprägungen |
|---|---|---|
| [illegible] | | |
| Gemeindekennziffer | KGS8 | amtliche Gemeindekennziffer |
| Postleitzahl | PLZ | Postleitzahl |
| Ortsnummer | PO | Ortsnummer |
| Straßennummer | STR | Straßennummer |
| Straßenabschnitt | KGS36 | Straßenabschnittsnummer |
| Hausnummer + Zusatz | KGS44 | Hausnummer incl. Zusatz |
| Statistischer Bezirk | KGS12 | Statistischer Bezirk |
| Statistischer Teilbezirk | KGS16 | Statistischer Teilbezirk |
| Wohnquartier | KGS22 | Wohnquartiersnummer |
| Laufende Nummer des Hauses | LNH | laufende Nummer des Hauses |
| Ortsname | PO_Name | Ortsname |
| Straßenname | STR_Name | Straßenname |
| Hausnummer | HAUSNR | Hausnummer |
| Hausnummernzusatz | ZUSATZ | Hausnummernzusatz |
| [illegible] | | |
| Anzahl der Zustelleinheiten im Haus | LCHH | Anzahl der privaten Zustelleinheiten im Haus |
| Anzahl Gewerbe im Haus | ANZFA | Anzahl gemeldeter Gewerbe im Haus |
| [illegible] | | |
| **Baujahrklasse** eines Hauses: Die Einordnung der Baujahre erfolgt in folgende Erbauungszeiträume: | LCBJKL | 1 - vor 1900<br>2 - 1900 bis 1945<br>3 - 1946 bis 1960<br>4 - 1961 bis 1970<br>5 - 1971 bis 1980<br>6 - 1981 bis 1985<br>7 - 1986 bis 1995<br>8 - 1996 bis 2000<br>9 - 2001 bis 2005<br>10 - nach 2005 |
| Die **Gebäudecharakteristik** beschreibt den Typ, und somit auch die Größe eines Gebäudes. Die Gebäudecharakteristik hat folgende Ausprägungen: | LCGCHAR | 1 - Ein- oder Zweifamilienhaus<br>2 - Reihen- oder Doppelhaus<br>3 - Mehrfamilienhaus<br>4 - Wohnblock<br>5 - Wohnhochhaus<br>6 - Terrassenhaus<br>7 - Bauernhaus<br>8 - Büro - oder sonstiges Gebäude<br>9 - Fabrik, Lagergebäude |

Tab. 1: Datensatzbeschreibung Microbase-Hausdaten

## INFAS – Microbase-Hausdaten

Zur Darstellung der Nachfragedichte besiedelter Flächen ist die Lokalisierung und Charakterisierung der einzelnen Nachfrageobjekte notwendig. Das Unternehmen INFAS-GEOdaten (INFAS) erfasst so genannte mikrogeographische Daten [7], die für Baden-Württemberg vollständig die Gebäude räumliche verorten. Mit Hilfe dieser von INFAS als Microbase-Hausdaten bezeichneten Daten ist es möglich, alle Gebäude im Landkreis Biberach nach Baujahrklasse und Gebäudecharakteristik einzuordnen (s. Tabelle 1) Die Baujahrklassen von INFAS sind ähnlich mit den vom IWU untersuchten Altersklassen. Somit ist es möglich, die durch die Studie des Instituts für Wohnen und Umwelt im Rahmen der Studie „Gebäudetypologie Hessen" ermittelten Gebäudekennwerte für den Wärmeverbrauch heran zu ziehen.

## Wärmebedarf in den Sektor Gewerbe Handel Dienstleistung und Industrie

Die Berechnung des Wärmebedarfs von öffentlichen Gebäuden sowie der Sektoren Gewerbe Handel Dienstleistung (GHD) und Industrie erfolgte überwiegende auf Basis der von EIFER erarbeiteten Studie „Heat Demand in residential, tertiary and industrial applications“ [3]. Die Studie basiert u.a. auf den folgenden Kennzahlen:

- AGES Verbrauchskennzahlen aus dem Jahre 2005 [4]
- Daten der VDI 3807 „Energieverbrauchskennwerte für Gebäude“ aus dem Jahre 1998 [5]
- Branchenspezifische Energiekennzahlen aus eigener Erhebung
- Daten von Energieagenturen, Betreibergesellschaften und Planungsbüros.

Die geographische Lokalisierung und branchenspezifische Klassifizierung des GHD und Industrie Sektors erfolgt auf Grundlage des Firmeninformationssystems (FIS) der IHK Baden-Württemberg [6] Im Detail sind damit u.a. Informationen zur Adresse des Unternehmens, der Anzahl Beschäftigter und dem WZ Schlüssel 2008 des jeweiligen Unternehmens vorhanden. Letzterer berücksichtigt die Vorgaben der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft und gewährleistet die Klassifikation von Unternehmen nach einem entsprechenden Wirtschaftszweig.

Dies ermöglicht die Zuweisung energetischer Kennwerte von statistischen Landesämtern und anderen Quellen. In dieser Studie wurden ausschließlich Unternehmen berücksichtigt, die eine Beschäftigtenzahl größer 20 aufweisen. Darunter fallen 345 Betriebe im Landkreis Biberach.

# 3 Methodik zur Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden

Abbildung 1 stellt die zur Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden zugrundeliegende Methodik dar. Grundsätzlich besteht die Arbeit darin, zunächst die bestehenden Gebäude geografisch zu lokalisieren, mit einem entsprechenden Energiekennwert zu versehen, um auf diese Weise auf die spezifische räumliche Energienachfragedichte zu schließen. Anschließend wird mittels GIS eine Aggregation in den folgenden De-

tailstufen durchgeführt: Gemeindeebene, Gemarkungsebene, Ortslagenebene und im Raster der Größe von 1ha.

## Bestimmung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden

Die Bestimmung des absoluten Wärmebedarfs einzelner Gebäude erfolgt durch die spezifische Überlagerung des Datenbestandes der „INFAS-Geodaten" sowie der vom IWU veröffentlichten Studie Gebäudetypologie Hessen.

Das IWU benutzt in seiner Studie [8] 31 verschiedene, bis 1994 reichende Gebäudetypologien. Ab 1994 errichtete Gebäude wurden aus anderen IWU-Studien entsprechend ergänzt und die Kennwerte aus eigenen Studien hinzugefügt (in der Tabelle fett gedruckt). Jeder Typologie ist ein entsprechender Heizwärmebedarf bzw. Endenergiekennwert zugewiesen. Diese Kennwerte werden dann in der den INFAS- Daten zugrundeliegenden Gliederung eingepflegt. Die Tabelle 2 stellt die von INFAS definierte Baujahrklasse der entsprechenden IWU Klasse gegenüber. Tabelle 3 zeigt die von INFAS verwendeten Gebäudetypen. Jedem Typ wird ebenfalls ein jeweils dem IWU entsprechenden Typ zugewiesen.

## Bestimmung der referentiellen Nachfragedichte für Wohngebäude

Zur Abbildung der aggregierten Energienachfrage werden räumlich spezifische Daten auf Basis einzelner Gebäude zusammengefasst. Grundlage sind die statistischen Verbrauchsdaten einzelner Gebäude. Unterschiedliche spezifische Aggregationsdichten repräsentieren die jeweiligen Datenlagen und stellen die Grundlage einer rationalen Distribution dar. Grundlage dafür sind sowohl die INFAS-basierte Gebäudeverortung verschnitten mit der Basis statistischer Verbrauchsdaten von Gebäude. Auf diese Weise können Siedlungsgebiete klassifiziert werden und versorgungsspezifische Parameter erstellt werden.

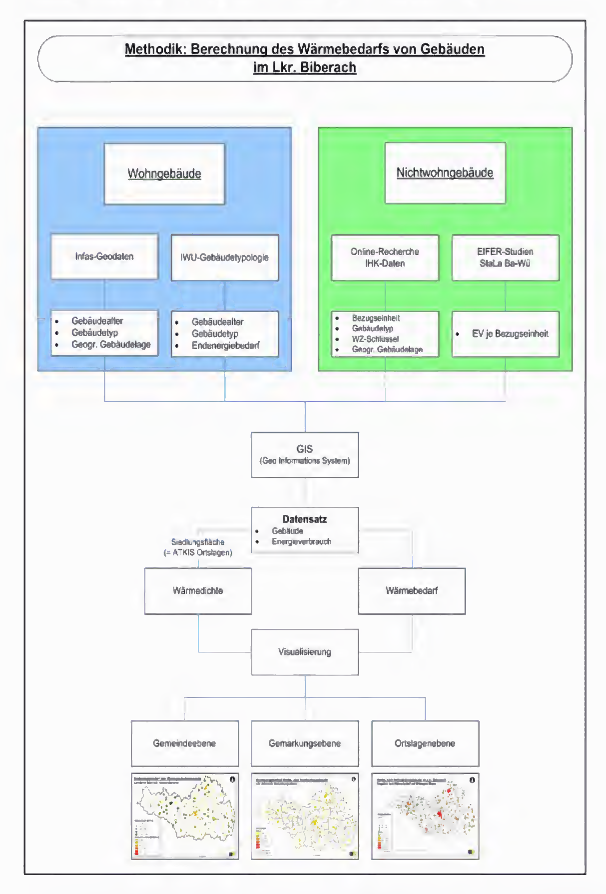



Abb.1: Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden im Lkr. Biberach- Vorgehensweise

| Baujahrklasse INFAS | | Baujahrklasse IWU | |
|---|---|---|---|
| 1 & 2 | <1900 - 1945 | A | <1918 Fachwerk |
| | | B | <1918 Massiv |
| | | C | 1919-1948 |
| 3 | 1946 – 1970 | D | 1949-1957 |
| 4 | 1961 – 1970 | E | 1958-1968 |
| 5 | 1971 – 1980 | F | 1969-1978 |
| 6 | 1981 – 1985 | G | 1979-1983 |
| 7 | 1986 - 1995 | H | 1984-1994 |
| 8 | 1996 - 2000 | **I** | **1995-2001** |
| 9 | 2001 - 2005 | **J** | **2002-2004** |
| 10 | >2005 | **K** | **>2005** |

Tab. 2: Zusammenführung der Baujahrklassen INFAS und IWU

| Gebäudecharakteristik INFAS | Gebäudetyp IWU |
|---|---|
| Ein- und Zweifamilienhaus | Einfamilienhaus EFH |
| Reihen- und Doppelhaus | Reihenhaus RH |
| Mehrfamilienhaus | Mehrfamilienhaus MFH |
| Wohnblock | Große Mehrfamilienwohnhäuser GMH |
| Wohnhochhaus | Hochhäuser HH |
| Terrassenhaus | Mehrfamilienhaus MFH |
| Bauernhaus | Einfamilienhaus EFH |
| Büro- oder sonstiges Gebäude | - |
| Fabrik, Lagergebäude | - |

Tab. 3: Zusammenführung der Gebäudetypen aus INFAS und IWU

**Raster 100m**

Im vorliegenden Fall werden zur Bestimmung von Gebieten mit besonders hohem Wärmebedarf, Gebäudeobjekte sowie die anhängenden Attribute wie Wärmebedarf und -dichte mit einer Kantenlänge von 100 mal 100 Metern (1 ha) gerastert und die darin enthaltenen Werte aufaddiert. Auf der Basis dieser Aggregationsmethode wird ersichtlich, in welchen Gebieten einer Gemeinde ein besonders hoher Wärmebedarf besteht.

Wie auch die Berechnung auf Ortslagenebene umfasst die Rasterdatenrechnung sowohl Wohngebäude und Nichtwohngebäude.

# 4 Wärmebedarf Nichtwohngebäude

Das folgende Kapitel beschreibt die Vorgehensweise bezüglich der Auswertung von Informationen über den Wärmebedarf von Nichtwohngebäuden im Untersuchungsraum. Hierfür wird überwiegend die bereits beschriebene Daten zur spezifisch regionalen Charakterisierung und Klassifizierung von Wirtschaftszweigen der Industrie- und Handelskammer Ulm (IHK-Ulm) als Grundlage der Verortung von Aktivitäten (und Wärmenachfrage) verwendet. Außerdem werden Daten zum Energieverbrauch des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg (StaLa BW 2010) für Industrie und Gewerbe [9] sowie die Daten aus [3] und [10] herangezogen.

## Methodik zur Berechnung des Wärmebedarfs für Nichtwohngebäude

Zunächst wird der nach Wirtschaftszweigen (WZ-Klassen) geordnete Energieverbrauch der Industrie in Baden-Württemberg ermittelt. Als Quelle dienen die Angaben des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg (STALA BW) zum Energieverbrauch des verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden aus den Jahren 2009 sowie 2010. Der absolute Energieverbrauch dividiert durch die Anzahl Beschäftigter ergibt den spezifischen Verbrauch je Mitarbeiter in MWh pro Jahr als Energiekennwert (siehe Tab. 4).

| 2006 | | | spezifischer Verbrauch | | | | | | | absoluter Verbrauch | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Brenn-stoff * | Kohle | Holz | Flüssige | Gas-förmige | Fern-/Nah-wärme | BZE** | Brenn-stoff * | Kohle | Holz | Flüssige | Gas-förmige | Fern-/Nah-wärme |
| | | Summe | | | | | | | | 967,3 | 1,8 | 58,7 | 333,6 | 434,2 | 139,0 |
| Grp | Split | | [MWh/BZE] | | | | | | [1000] | [PJ/a] | | | | | |
| 1 | | Baugewerbe | 4,9 | 0,0 | 0,8 | 1,9 | 2,0 | 0,2 | 2 159 | 37,8 | 0,4 | 6,5 | 14,4 | 15,5 | 1,1 |
| 2 | | Bürobetriebe | 6,9 | 0,0 | 0,1 | 2,9 | 3,2 | 0,7 | 10 567 | 261,7 | 0,0 | 4,0 | 109,1 | 120,2 | 28,4 |
| 3 | | Herstellungsbetriebe | 7,7 | 0,1 | 1,1 | 3,1 | 2,7 | 0,7 | 833 | 23,0 | 0,0 | 3,2 | 9,4 | 8,3 | 2,2 |
| 4 | | Handel | 7,6 | 0,0 | 0,1 | 2,2 | 4,5 | 0,7 | 5 549 | 150,8 | 0,7 | 2,2 | 44,3 | 90,4 | 13,3 |
| 5 | 21 | Krankenhäuser | 18,5 | 0,0 | 0,0 | 1,6 | 10,6 | 6,3 | 683 | 45,4 | 0,0 | 0,0 | 4,0 | 25,9 | 15,5 |
| 5 | 22 | Schulen | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,9 | 0,3 | 14 383 | 69,5 | 0,0 | 0,0 | 7,2 | 45,0 | 17,3 |
| 5 | 23 | Bäder | 2,7 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 1,3 | 1,3 | 4 650 | 44,6 | 0,0 | 0,0 | 1,1 | 21,2 | 22,3 |
| 6 | | Heime und Gaststätten | 13,2 | 0,0 | 0,6 | 3,7 | 6,5 | 2,4 | 3 700 | 176,0 | 0,7 | 8,3 | 49,0 | 86,4 | 31,7 |
| 7 | 5 | Backgewerbe | 15,7 | 0,0 | 0,3 | 8,0 | 7,3 | 0,0 | 83 | 4,7 | 0,0 | 0,0 | 2,5 | 2,2 | 0,0 |
| 7 | 6 | Fleischereien | 8,3 | 0,0 | 0,5 | 2,8 | 5,1 | 0,0 | 66 | 1,6 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 1,1 | 0,0 |
| 7 | 7 | Restl. Nahrungsmittelgewerbe | 10,6 | 0,0 | 0,0 | 7,1 | 3,4 | 0,0 | 14 | 0,4 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 0,0 |
| 8 | | Wäschereien u. (chem.) Reinigungen | 10,4 | 0,0 | 0,0 | 4,1 | 5,5 | 0,8 | 37 | 1,4 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 0,7 | 0,0 |
| 9 | | Landwirtschaft | 54,5 | 0,0 | 14,5 | 35,7 | 4,3 | 0,0 | 666 | 130,7 | 0,0 | 34,6 | 85,7 | 10,4 | 0,0 |
| 10 | | Gartenbau u. Gärtnereien | 22,5 | 0,0 | 0,0 | 13,7 | 8,8 | 0,0 | 175 | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 2,4 | 1,5 | 0,0 |
| 11 | | Flughäfen | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 214 097 | 7,2 | 0,0 | 0,0 | 1,8 | 1,8 | 3,6 |
| 12 | | Textil, Bekleidung, Leder | 2,5 | 0,0 | 0,0 | 0,2 | 1,1 | 1,2 | 794 | 7,6 | 0,0 | 0,0 | 0,7 | 3,2 | 3,6 |
| 13 | | Rest | 0,9 | 0,0 | 0,1 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 320 | 0,7 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,4 | 0,0 |
| Hochrechnungsergebnis | | | | | | | | | | 967,3 | | | | | |

* mit Fern-/Nahwärme und incl. Kraftstoffe der Land- und Forstwirtschaft und der Flughäfen

** Bezugseinheit (BZE), i.d.R. Erwerbstätige, abweichende Bezugseinheiten für Krankenhäuser (Anzahl Planbetten), Schulen/Univ. (Anzahl Schüler/Studenten), Bäder (m2 Wasserfläch und Flughäfen (Verkehrseinheit: 1 Passagier bzw. 100 kg Fracht)

Tab. 4: Hochgerechneter Verbrauch an Brennstoffen nach Energieträgern im Sektor GHD [9]

Darüber hinaus wurden Schulen, Krankenhäuser und Schwimmbäder flächendeckend für Baden-Württemberg adressgenau erhoben. Diese Objekte können nach Anzahl, Schüler, Betten bzw. qm Wasserfläche energetisch klassifiziert werden. Diesen Daten wurden einer regionalen Verortung zugeführt.

# 5 Ergebnisse

## Ergebnisse – Alle Gebäude – Gemeindeebene

Auf der Basis beschriebener Methodik kann eine Darstellung der spezifischen Lokalisierung von Wärmenachfrage als Grundlage für die Bewertung der Wärmenutzung aus der Bioenergie für den untersuchten Landkreis dargestellt werden. Neben der Verteilung der Wärmenachfrage im Landkreis können die Gemeinden bzgl. ihrer Verteilung von Wärmenachfrage von Wohngebäuden und Tertiärgebäuden gegenübergestellt werden (Abb.2).

Die folgende Abbildung zeigt die 10 Gemeinden mit dem höchsten Wärmebedarf im Landkreis Biberach. Dabei wird unterschieden nach dem Wärmebedarf für Wohn- sowie Nichtwohngebäude.

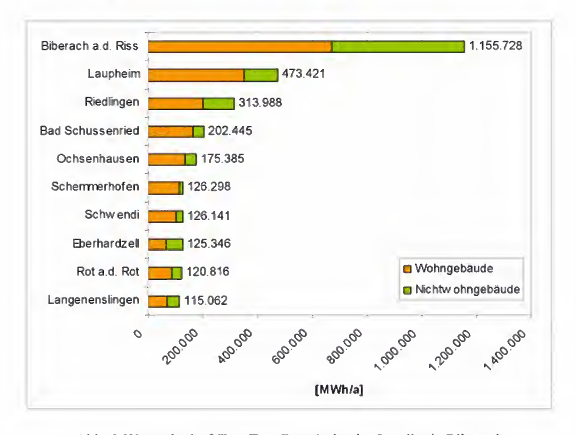



Abb. 2:Wärmebedarf-Top-Ten Gemeinden im Landkreis Biberach

Die Ergebnisse der Wärmebedarfsermittlung im Lkr. Biberach, mittels Rasterdaten, sind als Übersicht in der Abb. 3 dargestellt. Der Farbenverlauf von gelb nach rot gibt den aufsteigenden Wärmebedarf im 100 Meter Raster wieder. Dunkelrote Rasterpunkte repräsentieren Gebiete mit hohem Wärmebedarf.

## 6 Netzgebundene Verteilung von Bioenergie

Ausgangspunkt der Betrachtung für den ländlichen Raum ist eine Biogasanlage (BGA). Durch biochemische Vergärung wird dabei Rohbiogas durch produziert. Für die energetische Weiterverwendung und Distribution werden zwei netzgebundene Konzepte (Mikrogasnetze mit Nahwärmenetzen) techno-ökonomisch miteinander verglichen.

In der ersten Variante wird das produzierte Biogas in unmittelbarer Nähe der BGA in einem dort aufgestellten BHKW verbrannt. Der dabei produzierte Strom wird vollständig ins angeschlossene Netz eingespeist und entsprechend dem EEG vergütet. Die hierbei anfallende Abwärme wird ebenfalls genutzt und über einen Wärmetauscher in ein angeschlossenes Wärmenetz übertragen. Dieses versorgt die anliegenden privaten und gewerblichen Verbraucher mit Heizwärme. Dieses Energiekonzept wird im Weiteren als „Nahwärmenetz" bezeichnet.

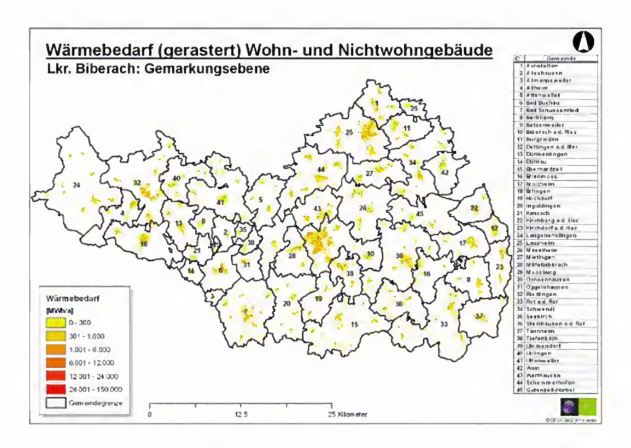



Abb. 3: Wärmebedarf von Gebäuden im Lkr. Biberach (gerastert 100x100m)

Für ein zweites Energiekonzept wird das Biogas nicht direkt angrenzend an die BGA verbrannt sondern in eine Biogasleitung eingespeist und in die Nähe der Verbraucher transportiert, wo es wiederum in einem BHKW in Strom und Wärme umgewandelt wird. Auch bei diesem Konzept wird der Strom ins Netz eingespeist und die Wärme in einem angeschlossenen kleineren Wärmenetz zu den Verbrauchern transportiert. Dieses Konzept wird im Folgenden „Mikrogasnetz" genannt.

Somit wird es möglich durch Festlegung bestimmter Eingangsparameter eine reale bzw. fiktive Biogasanlage inklusive der umliegenden Verbraucher zu simulieren und zu vergleichen welches der beiden Energiekonzepte unter den räumlichen Bedingungen wirtschaftlicher betrieben werden könnte. Gleichzeitig kann auch überprüft werden wie sich die Änderungen der Parameter auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Die wichtigsten Inputparameter sind:

- Ausgangspunkt der ganzen Berechnungen innerhalb des Programms ist die Ermittlung des Wärmeverbrauchs. Hierfür kann eine beliebige Gemeinde eingegeben werden, indem die Anzahl von verschiedenen Gebäudetypen und Altersklassen festgelegt wird (vgl. Absatz „Bestimmung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden"). Auch Gewerbe, Handel, Dienstleistung und öffentliche Einrichtungen können mit in die Verbrauchercharakteristik aufgenommen werden. Anhand dieser Angaben werden Heizwärme- und Warmwasserbedarf berechnet. Durch Kenntnis der benötigten Wärmemenge werden alle anderen Komponenten ausgelegt.
- Die Charakteristik des Nahwärme- bzw. Mikrogasnetzes kann durch Eingabe der Entfernung BGA-Verbraucher und durch Einstellung des Netzanteils durch unbefestigtes Gebiet verändert werden. Zusätzlich kann das Material des Nahwärmenetzes variiert werden.
- Als BHKW kann zwischen einem Gasmotor und einer Mikrogasturbine ausgewählt werden.
- Die Substratzusammensetzung kann beliebig zusammengesetzt werden, indem die Anteile der einzelnen Energiepflanzen bzw. der Gülleanteil eingestellt wird.
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Zinssatz, Laufzeit, Strompreis,... können ebenfalls angepasst werden.

Die prinzipielle Arbeitsweise des erstellten Programms ist in Abb.4 dargestellt. Anhand der Berechnung des Wärmebedarfs werden Komponenten wie Netze (Gas und Wärme), das BHKW und die Biogasanlage dimensioniert, wodurch sich entsprechende Kapital- und Betriebskosten ergeben.

Die wichtigsten Unterschiede zwischen den beiden Konzepten ergeben sich aus den Unterschieden bezüglich des Netzes. Das Material und die Verlegung von Gasnetzen sind in Abhängigkeit von der Länge grundsätzlich billiger als die Verlegung von

Wärmenetzen. Dies liegt vor allem an der nicht benötigten Wärmedämmung sowie an der Tatsache, dass für Gasleitungen kein Rücklauf benötigt wird. Die netzabhängigen Kosten sind daher bei dem Konzepts „Mikrogasnetz" geringer als die des „Nahwärmenetzes". Dem gegenüber stehen jedoch höhere netzunabhängige Kosten seitens des Mikrogasnetzes, da durch den Gastransport höhere Anforderungen an die Gasaufbereitung (Reinigung und Kompression) und die Sicherheit des Netzes gestellt werden. Zusätzlich bedarf es der Installation eines zweiten kleinen BHKW zur Abdeckung des thermischen Eigenbedarfs der Biogasanlage. Das eigentliche BHKW kommt für das „Mikrogasnetz" nicht mehr in Frage, da es ja in der Nähe der Verbraucher installiert ist.

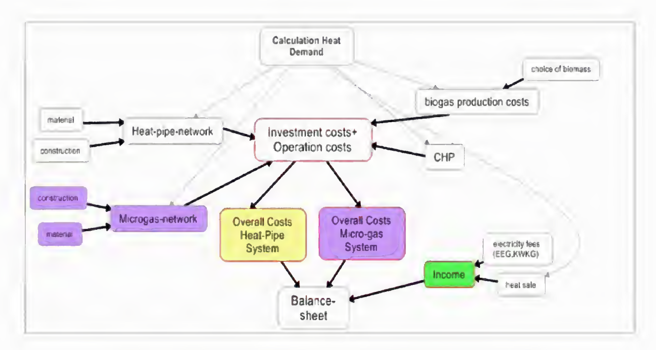



Abb. 4: Schaubild zur Erklärung der Arbeitsweise des Programms

Diese gegenläufigen Kostenverläufe haben zur Konsequenz, dass für geringe Netzlängen das Nahwärmenetz wirtschaftlicher ist. Mit steigender Netzlänge verschiebt sich der Vorteil zum Mikrogasnetz. Diese Entwicklung wird außerdem noch durch die immer größer werdenden Wärmeverluste im Nahwärmenetz verstärkt, die das Netz mit steigender Länge des Gesamtsystem „Nahwärmenetz" immer unwirtschaftlicher machen.

Neben der Gegenüberstellung der erforderlichen Kosten für die beiden Energiekonzepte, wird außerdem ein Kostenverlauf in Abhängigkeit der Entfernung Biogasanlage zum ersten Verbraucher bzw. der zu versorgenden Siedlungseinheit darstellt. Als Er-

gebnis kann ein Schnittbereich der beiden Systeme abgebildet werden, der abhängig von den räumlichen Parametern einen ökonomischen Vergleich der Erzeugungs- und Verteilsysteme zulässt. (vgl. Abb.5). Die berechneten jährlichen Gesamtkosten I haben dabei die folgende Funktion der Form:

$$I(x) = a(x)x+b$$

Dabei ist x die Entfernung zwischen BGA und Verbraucher, a die netzabhängigen Kosten und b die netzunabhängigen Kosten.

Im Anschluss sollen einige ausgewählte Ergebnisse diskutiert werden, die sich aus der Variation einzelner Parameter ergeben. Dadurch soll der Einfluss einzelner Parameter auf die Gesamtkosten verdeutlicht werden.

Ausgangspunkt der Betrachtung ist eine fiktive Gemeinde mit einem spezifischen Wärmebedarf. Sie setzt sich aus den folgenden Nachfrageelementen zusammen:

Im Beispiel sind 13 Wohnhäuser, 1 Hotel und 1 Kindergarten angeschlossen. Dies ergibt einem Wärmebedarf von 1.265.928 kWh/a, was ca. einer installierten Heizleistung von ca. 752 kW entspricht. Folgende Eingabeparameter werden dem Programm übergeben:

## Grundeinstellung

- Entfernung BGA/1. Verbraucher: 2000m
- Die Verlegung des Netzes von der BGA zum Verbraucher verläuft zu 95% in unbefestigtem Gebiet (nicht asphaltiert), Material PEX (flexibel)
- Als BHKW wird ein Gasmotor eingesetzt
- Substratzusammensetzung: 60% Maissilage, 10% Grassilage, 10%Grünroggen, 20% Rindergülle
- Stromvergütung nach EEG
- Zinssatz: 8%, Strompreis für Eigenbedarf:23,32 ct/kWh

Mit diesem Input erhält man für die Kosten und Einnahmen folgende Ergebnisse:

Tab. 5: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung bei Grundeinstellung

| | Nahwärmenetz | Mikrogasnetz |
|---|---|---|
| Jährliche Gesamtkosten [€/a] | 438.225 | 426.341 |
| Stromeinnahmen (EEG) [€/a] | 298.442 | 281.948 |
| Bilanz | 139.784 | 144.393 |
| Spez. Wärmegestehungskosten [ct/kWh] | 11,04 | 11,41 |
| Spezifische Netzkosten [€/m] | 211 | 150 |

Anhand der Ergebnisse in Tabelle 5, die mit einer durchschnittlichen Laufzeit von 15 Jahren ermittelt wurden, erkennt man, dass die jährlichen Gesamtkosten bei den getroffenen Einstellungen und einer Entfernung von 2000m schon eine Vorteilhaftigkeit bezüglich des Mikrogasnetzes aufweisen. Die Kosten liegen ca. 12.000 €/a unterhalb der Investition des Nahwärmenetzes Damit liegen die spezifischen Wärmegestehungskosten [ct/kWh] auch unterhalb denen des Nahwärmenetzes. Dies bedeutet, dass für vorliegendes Szenario die Errichtung einer Mikrogasleitung im Anschluss der Biogasanlage wirtschaftlich von Vorteil wäre. In Abb. 5 wurden verschiedene weitere Parameteränderungen vorgenommen und deren Kostenverlauf in Abhängigkeit der Entfernung als Ergebnis graphisch dargestellt. Die folgenden Parameter wurden beispielhaft variiert:

- Variation des Tiefbaus – Erhöhung des asphaltierten Anteils
- Variation des Materials des Nahwärmenetzes – starre bzw. flexible Rohrleitungen
- Variation der Substratzusammensetzung – z.B. Erhöhung des Gülleanteils (EEG Güllebonus)

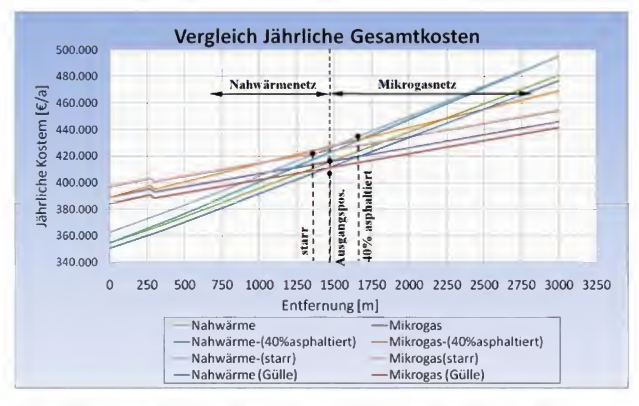



Abb. 5: Funktion der Jährlichen Gesamtkosten in Abhängigkeit der Entfernung BGA zum ersten Verbraucher

# 7 Fazit

Es wird deutlich, dass mit vorliegender Methodik eine gute regionale Übersicht geschaffen wird und Schwerpunktgebiete ermittelt werden können. Für eine exakte objektscharfe Erfassung und Simulation sind allerdings aufwändigere Methoden anzuwenden.

Die angewandten Methoden zur Ermittlung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden beruhen auf empirisch ermittelten Kennwerten. Dies führt dazu, dass Gebäuden selben Baualters und selben Gebäudetyps identische Bedarfswerte zugewiesen werden. Der Einfluss von Benutzer, Standort aber auch Fläche und Sanierungszustand finden in diesem Stadium der Studie keine Berücksichtigung in der Berechnung.

Die Kennwerte für Nichtwohngebäude stammen ebenfalls aus statistischen Quellen. Der Wärmebedarf ist branchenweit als einheitliche Größe erfasst und die Beschäftigtenzahl umfasst „von bis" Kategorien.

Um eine gebäudescharfe Erfassung der Gebäudeeigenschaften hinsichtlich des Wärmebedarfs zu erreichen, besteht weiterer Forschungsbedarf. Beispielsweise ist es möglich, dreidimensionale Gebäudemodelle zu generieren und über die so erfassbaren Kubaturen Rückschlüsse auf die genutzte Fläche zu ziehen und somit den jeweiligen Wärmebedarf objektscharf zu ermitteln. Zur Verifizierung und Kalibrierung ist als weiterer Schritt die Erfassung von Echtverbrauchsdaten vor Ort notwendig, um einen Abgleich mit den errechneten Werten zu ermöglichen.

In Bezug auf den techno-ökonomischen Vergleich zwischen Nahwärmenetzen und Mikrogasnetzen kann grundsätzlich gesagt werden, dass je höher die Wärmenachfrage bei einer eingestellten Netzlänge ist, desto wirtschaftlicher das gesamte System betrieben werden kann, da hierdurch die Anschlussdichte am Netz erhöht wird und sich somit automatisch die prozentualen Wärmeverluste reduzieren. Darüber hinaus steigt gleichzeitig die produzierte Strommenge und damit die erzielten Einnahmen.

Mit vorliegender Bewertungsmethodik können demzufolge erste Abschätzung sowohl zu räumlichen Positionierung von Biogasanlagen als auch der wirtschaftlichen Abgrenzung der Verwertbarkeit der Wärmeversorgung von Biogasanlagen in ländlichen Gebieten vorgenommen werden. Auf der Basis dieser Datenlagen kann neben dem Anreizen zur individuellen Investition in Biogasanlagen ein möglicher Beitrag zur nachhaltigen, energetisch optimierten Raumentwicklung geleistet werden. Dies sowohl zur Optimierung vorhandener Anlagen als auch als Planungsgrundlage für die Raumplanung im Wechselspiel einer rationellen Energieversorgung.

Die zunehmende Relevanz des Lokalisierung und Dezentralisierung der Energieversorgung für den ländlichen Raum kann auf der Basis vorgelegter Methodik damit sowohl was die Erfassung der verorteten thermischen Energienachfrage als auch der integrierten nachhaltigen Energieversorgung durch einen belastbaren methodischen Baustein bereichert werden. Die Auswirkungen und Rückkopplungen auch auf die langfristige räumliche Landnutzung werden damit offenbar.

## Abbildungsverzeichnis



## Tabellenverzeichnis

## Literaturverzeichnis

[1] Y. Yoshida, K. Dowaki, Y. Matsumura, R. Matsuhashi, D. Li, H. Ishitani, and H. Komiyama. Comprehensive comparison of efficiency and CO2 emissions between biomass energy conversion technologies-position of supercritical water gasification in biomass technologies, Biomass and Bioenergy. 2003.

[2] Dipl.-Ing. Andrej Jentsch, Dipl.-Umw. Astrid Pohlig, Dr._Ing. Christian Dötsch; Fraunhofer Institut für Umwelts-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; Leistungsgebundene Wärmeversorgung im ländlichen Raum, Handbuch zur Entscheidungsunterstützung- Fernwärme in der Fläche

[3] M. Gailfuss, C. Konrad. Heat Demand in residential, tertiary and industrial applications. Karlsruhe: Eifer - European Institute for Energy Research. 2009

[4] AGES 2010; Verbrauchskennwerte; Gesellschaft für Energieplanung und Systemanalyse m.b.H.

[5] VDI 3807 Blatt 2; „Energieverbrauchskennwerte für Gebäude"; 1998; Tabelle 4

[6] Firmendatenbank des Baden-Württembergischen Industrie und Handelskammertages; http://www.firmen-bw.ihk.de/sites/fitbw/welcome.aspx

[7] INFAS-Geodaten, Microbase-Hausdaten. 2010

[8] Born, Rolf, Diefenbach, Nikolaus; Loga, Tobias: Energieeinsparung durch Verbesserung des Wärmeschutzes und Modernisierung der Heizungsanlage für 31 Musterhäuser der Gebäudetypologie, Studie im Auftrag des Impulsprogramms Hessen, Endbericht, IWU, 2002, Darmstadt

[9] StaLa BW 2010 Energieverbrauch des Verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Baden-Württemberg 2008; Statistisches Landesamt Baden Württemberg

[10] C. Konrad. DG-Roadmap – Synthesis Report. Karlsruhe: Eifer - European Institute for Energy Research. 2009

[11] Handreichung- Biogasgewinnung und –nutzung, Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe, 3. überarbeitete Auflage 2006

# Environmental instruments to increase energy efficiency

## Experience with white certificates in France

Sylvain Cail, Russell McKenna, Wolf Fichtner

*Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung (DFIU), 76187 Karlsruhe, Deutschland,*
*E-mail: sylvain.cail@kit.edu, russell.mckenna@kit.edu, wolf.fichtner@kit.edu*

## Summary

This paper presents an overview of the French white certificate system, introduced in 2006 to enhance the market for energy efficiency and contribute to the fulfilment of energy saving objectives as formulated by the European Commission. Firstly, the white certificate scheme is described in detail with regard to energy saving calculations and actors involved. In a second part, results from the first obligation period (2006-2009) relating to achieved energy savings and prices for white certificates are presented. The paper ends with an outlook for the second obligation period (2011-2013) and the expected evolution of the French white certificate system.

## 1 Introduction

The French energy saving certificate, also called "white certificate", system was introduced in July 2006 as one of the key features of the French energy law approved on July 2005 [1], setting the overall energy strategy to be adopted for ensuring national energy independence, security of supply, and competitive energy prices, as well as for the protection of the environment. This energy law defines the conditions for a market for energy efficiency certificates in France including energy saving obligations for a first three year period (2006-2009), in response to the European Directive on Energy End-use Efficiency and Energy Services of 2006 [5].

Recently the French energy law called "Grenelle II" of July 2010 was adopted and defines the new market features for the second period 2011-2013.

The choice of a white certificate scheme as an instrument for the promotion of demand side energy efficiency has been driven in France by the lack of public funds and the problems encountered with traditional systems such as energy standards and taxes. These include such systems not being adapted enough for the realisation of large and very diffuse energy saving potentials in the residential and tertiary sectors. The objective of this paper is to provide a detailed overview of the French white certificate scheme, starting with the definition of energy saving objectives and following with the specification of measures aimed at attaining these objectives. Then, the main actors of the system as well as basic scheme mechanisms are presented. The paper ends with an evaluation of the first results of the system as well as an outlook on occurring changes and expected results for the second period.

# 2 Design features of the French white certificate system

## 2.1 Energy saving objectives

The market for white certificates was established in France in July 2006 with the objective of reducing the total energy intensity by 2 % per year until 2015, then by 2.5 % per year until 2030. Primarily, this national energy policy, involving energy saving programmes on energy end-use, is designed for realising diffuse energy saving potentials in existing structures of the household and the tertiary sectors. Nevertheless, the industrial sector also presents a large potential for energy savings able to contribute significantly to the realisation of the overall objective. Within the French scheme for white certificates, a national energy saving target is defined for each obligation period.

## 2.2 Quantification of energy savings

The market for white certificates can thus be defined as an instrument aimed at providing incentives and obligations for energy suppliers to promote energy savings towards their clients. According to the European directive of 2006 [5], white

certificates are *certificates issued by independent certifying bodies confirming the energy savings claims of market actors as a consequence of energy efficiency improvement measures*. Within the French scheme, a white certificate is a movable, negotiable immaterial good delivered by the French administrative authority to a requester after having realised an energy saving action with respect to given eligibility criteria. An arbitrary correlation is thus established between white certificates and energy savings. A white certificate has a potential market value and its unique materialisation is its booking in the national register. The number of certificates delivered depends on a quantified measure of saved energy and are counted in the unit "cumac kWh". One "cumac kWh" corresponds to one cumulated and actualised kilowatt hour of final energy saved. It thus do not measure the real energy saving to be achieved during the lifetime of the action but rather the saving effort engaged with this action, as energy savings represent a very volatile and rather hardly measurable quantity. As shown in Equation [1], the quantity of saved energy – thus the number of white certificates – $WC$ (cumac kWh) is actually calculated by cumulating and discounting (with the discount rate $\tau$) the yearly energy savings $YS$ of the measure over its lifetime $n$.

$$WC(n,\tau,YS)=\sum_{i=0}^{n-1}\frac{YS}{(1+\tau)^i}=DF(n,\tau)\cdot YS \quad [1]$$

with the discount factor $DF(n,\tau)$ given by the geometric series:

$$DF(n,\tau)=\sum_{i=0}^{n-1}\frac{1}{(1+\tau)^i}=1+\frac{1}{\tau}\left(1-\frac{1}{(1+\tau)^{n-1}}\right) \quad [2]$$

The discounting process has the advantage of depreciating the quantity saved in the future, which enables one to distinguish e.g. measures with short-term high energy savings from measures with a low saving potential over a longer time period. This approach also permits the evaluation of the quantity of energy that would have been consumed if the action had not been realised. For example using a discount rate of $\tau$ = *4 %* (value chosen for the French scheme) an efficient fridge with a yearly energy saving of 100 kWh/a over a lifetime of 10 years has a white certificate value of about 843 cumac kWh.

## 2.3 Standard energy saving measures

Since June 2006, seven orders were published from the ministry responsible for energy, setting up a list of 214 standardised energy saving actions in total. A standardised action is an elementary action for which a specific amount of energy savings has been calculated ex ante. Standard measures have been developed with the intention of including additionality compared to a baseline, taking into account current standards in the end-use sectors concerned. Moreover, the baseline used also considers the current stock state for fixed equipment or the average market sales for other equipment [6]. An overview of the allocation of standardised actions in the different sectors is given in Tab. 1.

| Sector | Number of standardised actions [-] |
|---|---|
| Residential buildings | 65 |
| Tertiary buildings | 89 |
| Industry | 26 |
| Networks | 11 |
| Transport | 16 |
| Agriculture | 7 |
| **Total** | **214** |

Tab. 1: Allocation of standardised actions for energy savings among sectors (as of May 2011).

These measures have been elaborated by different actors (e.g. ATEE, Energy Environment Technical Association and AITF, Association of Territorial Engineers of France) but also with a stakeholder consultation process and validated by the DIDEME (government unit in charge of energy demand and energy markets) following an opinion of the ADEME (French agency for environment and energy management). The residential and tertiary sectors represent the main targets of the system, where the most significant, but diffuse energy saving potentials have been determined. In those sectors, measures include energy efficiency improvements in the building fabric, heating systems, devices and services. However, the targeted sectors also include small industries especially in the field of building lighting systems and utilities, networks (heating, cooling and lighting networks for the first scheme period), the agriculture and the transport sector (equipment and services). Each action has been described in a short sheet published with the objective of explaining clearly the

number of certificates corresponding to a given action, and thus aiming at facilitating the implementation of the action and the calculation of the expected energy savings. Sheets for standard measures have thus been defined in an easy way so as to eliminate barriers to the implementation of the actions and to propose clear information about current standards in the field of demand-side energy efficiency. Moreover, the volume of white certificates eligible through a given action depends on the climate zone considered. Three climate zones (H1, H2 and H3) have been defined in order to account for the differences in energy needs existing among French regions and departments. Thus, cold departments are assigned to category H1 and subject to more energy savings for a given measure than hotter departments in H3.

## 2.4 Market mechanisms

### 2.4.1 Scheme structure and actors involved

With regard to the country's experiences in the field of white certificates, two types of actors can be found, depending whether they are subject to saving obligations or not. Obligation-bound actors can be energy producers, energy distributors, energy suppliers, retailers or consumers. Eligible actors can be obligation-bound actors, energy services companies (ESCOs), other commercial bodies in the field of demand side energy efficiency, consumers, market intermediaries (e.g. brokers, associations bundling projects) and further economic actors [6]. In France, the same actor structure is observed: the white certificate scheme is composed of committed actors – energy suppliers – bound to obligations and further eligible actors. Both types of actors can carry out energy saving actions in eligible end-use sectors, which entitle to certificates acquisition under a certain number of conditions, depicted below in part 2.4.2, after approval from the administrative authorities. Fig. 1 illustrates the overall scheme structure and the different players.

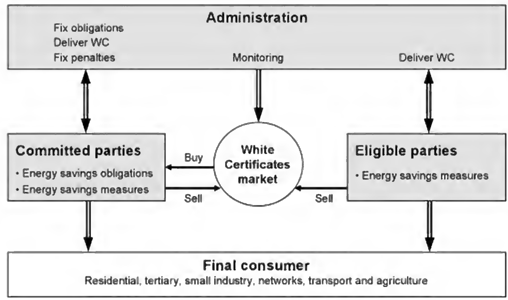



Fig. 1: Structure of the French white certificate system.

*Committed actors* are the energy providers bound to obligations, as stipulated in [1], whose end energy sales are above defined thresholds. The administrative authority publishes for each period an allocation plan for the fulfilment of the national energy saving objective among energy sellers, so that each committed actor disposes of its own energy saving target. More details about sales thresholds and actors' obligations are given exemplarily for the first period in section 3. Committed players can carry out measures on the consumer's side in order to acquire white certificates according to the total amount of energy saved by means of given standard or specific actions, and comply with their targets. To enlarge the market for energy saving certificates, the French government introduced the possibility for other parties to participate in the scheme. Besides committed players which are constrained to meet their own objectives further eligible actors, as described below, can thus join the market.

*Eligible actors* beyond committed energy suppliers can join the system while carrying out energy saving actions in eligible end use sectors and therefore receiving certificates which might constitute for them an additional source of income. They comprise for example local authorities (e.g. public municipalities, Conseils Généraux, etc.) and in some extent energy services companies (ESCOs), equipment distribution companies (e.g. Darty, Carrefour, Auchan, etc.), building owners, building promoters, etc.

*Eligible end-use sectors* comprise essentially the residential and tertiary sectors, identified with the most important – but diffuse – energy saving potentials. Nevertheless, other sectors such as light industry (not subject to the emission trading scheme), heating, cooling and electricity networks, agriculture and the transport sector are included.

The *administrative authorities* are responsible for setting overall and individual obligations, setting the level of the penalty, defining standard saving actions, monitoring the market and delivering white certificates. They are composed of the following bodies:

- Government authorities set the general principles of the scheme. The MINEFI set the distribution of the overall objective among energy types. Within the MEDAD (Ministry of Ecology), the DGEMP and the DIDEME are responsible for the definition of standard energy saving measures, together with ADEME, ATEE and AITF. Government authorities also set the level of the penalty.
- The DRIRE (Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement)[1] are responsible for delivering white certificates. They check the eligibility of actions in a control procedure (see section 2.4.2 for details) including the verification of the veracity of energy savings, the additionality criteria ensuring e.g. that energy savings are not "business as usual".
- The company Localsystem International, chosen after call for tender, is responsible for the registration system for white certificates. After approval from the DRIRE, the certificates are booked in the national register (Registre National des Certificats d'Economies d'Energie) and are effective for three periods (from the date of delivery until the end of the second following period).

[1] Since March 2009, competences of the DRIRE, the DIREN (directions régionales de l'environnement) and the DRE (directions régionales de l'équipement) have been bundled in new government authorities called the regional authorities for environment, land planning and housing (Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement, DREAL), with the objective of supervising policies for sustainable development within unique regional authorities.

### 2.4.2 Eligibility criteria

All eligible bodies have to respect a certain number of conditions in order to acquire white certificates. As a first requirement for both committed and further eligible bodies, a minimal program size (expressed in cumac GWh) has to be reached for certificate acquisition. This condition has the objective of reducing transaction costs that would occur through the examination of a very large number of rather small energy saving projects[2]. It is also important to note that the installations under the $CO_2$ emission trading scheme are not eligible to acquire white certificate (so as to avoid double counting in large industrial installations). A further condition for other eligible actors (not obligation-bound participants) is to respect the additionality criteria. Theoretically, additionality can be derived from a combination of the following items [6]: comparison with present market structure, comparison with average equipment performance, comparison with existing standards and regulations. In the French scheme, however, attesting additionality consists only in proving that the actions realised are not part of the implementer's principal activity and do not generate direct profit.

Under these conditions, actions carried out by eligible and committed actors are subject to the same further criteria (see Fig. 2, [2]) in order to entitle to white certificates:

- property of the site targeted: if the action is carried out at a third party's site, then it is eligible for white certificates; if it targets the own assets of the implementers, the following criteria is checked,
- type of measure: if the action is standard, then it is eligible to white certificates; if it is a specific one, the following criteria is checked,
- pay-back period: if the action has a pay-back period greater than three years, then it is eligible to white certificates; if not, the action is not eligible.

[2] For the majority of committed domestic fuel-oil suppliers with either no or low sales threshold criteria, this condition can seem difficult to fulfil as their sales consist generally in small volumes to the household sector. Therefore, the possibility is given of building consortia with the aim of gathering several actors and bundling their individual obligations into a common structure which realises the demand of certificates to the responsible authority.

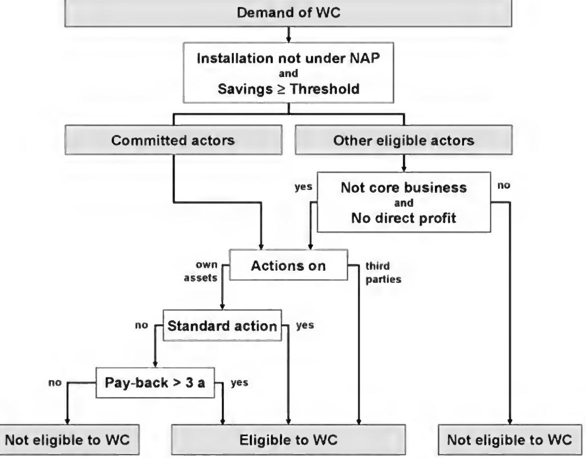


Fig. 2: Eligibility criteria of energy savings actions.

Beyond these criteria, some actions are in any case not eligible: those resulting from the sole application of current legislation (e.g. building standards), those resulting from the substitution of fossil fuels (except the substitution of fossil fuels through regenerative sources), and those whose efficiency is not measurable (e.g. information campaigns).

### 2.4.3 Trading mechanisms

The primary objective of the French system is to provide a certification mechanism for energy savings. Whatever the kind of trading occurs – a real marketplace as in Italy or only bilateral contracts as primarily expected in France –, this offers a considerable interest especially for obligation-bound actors by increasing their flexibility in the way they comply with their own target. The market trading structure

is ensured by a *demand mechanism* provided by committed players which are bound to energy saving obligations and are thus requester for white certificates; this is especially the case if they did not save the required amount of energy in a given period, or if the white certificate price is lower than the implementation of the next cheapest action leading to certificate acquisition. The *supply mechanism* is guaranteed by a significant number of eligible players, which find in the system a supplementary source of revenue while supplying white certificates acquired by the realisation of energy savings.

Beyond this simplified trading mechanisms, further possibilities are offered to the scheme players, in particular to obligation-bound actors which are simultaneously in the position of committed and eligible bodies, and therefore can also act on the supply side of the market, selling excess white certificates to other committed actors. For obligation-bound players, the fulfilment of saving objectives is checked only at the end of the compliance period, and no annual target has to be complied with. However, a possibility given to committed actors within the French scheme for white certificate is banking: they can keep eventual excess certificates and use them for compliance with their obligations of the next period. Borrowing is not allowed, however, i.e. certificates can not be acquired in a given period for eligible projects to be implemented in the next one. The advantage of banking is to smooth the gradual penetration of energy efficiency programmes. These various market design features offer a lot of flexibility for the compliance with individual targets and thus allow possible strategic behaviours from market players.

### 2.4.4 Penalty

The penalty for non-compliance with energy savings obligations has been fixed ex ante depending on the quantity of energy not saved with regard to the obligation attributed by the administration. Since the beginning of the scheme in July 2006, the penalty is set to 0.02 € per kWh not saved and must be paid at the end of a given period. The penalty is liberatory, i.e. the part of the energy saving obligation covered by a paid penalty are considered realised and are not transferred to the next period. In other words, the payment of the penalty cancels the saving obligation which it refers to. The setting of a fixed penalty has the advantage of giving a clear price cap signal to the market, in the way committed players would have no interest in realising saving measures above the penalty level. The penalty thus constitutes a maximum price for

white certificates. In a developed market for white certificates, high energy saving objectives might have an impact on energy prices. The upper limit of the penalty if therefore set to avoid as far as possible the development of too high energy prices [6]. Other approaches to the definition of a penalty for non-compliance with targets exist and are applied in other countries. For example, a variable penalty can be defined, depending on the investment needed to comply with unfulfilled objectives and on the price signals resulting from the certificate market itself [6].

# 3 Outcomes of the French white certificate system

## 3.1 Framework conditions for the first obligation period (2006-2009)

During the first three-year obligation period (July 2006 – June 2009), the national energy saving target has been set at 54 cumac TWh. The allocation of this target among energy types has been calculated according to a linear combination between the respective volumes of sales (for one fourth, with reference to the previous year of declaration) and their respective monetary values (for three fourths, with reference to the years 2003, 2004 and 2005) in the residential and tertiary sectors. The cumulated discounted saving obligations for the first three-year period are given in Tab. 2.

Electricity and natural gas share together 83 % of the national overall objective for energy savings. Therefore electricity and natural gas suppliers are the first actors concerned by an adaptation of their strategic behaviour towards demand side energy efficiency improvements. The apportionment of the targets occurs among committed actors, which are energy providers bound to obligations, as stipulated in [1], whose end energy sales are above given thresholds, namely 400 GWh/a for electricity, natural gas, heating and cooling suppliers and 100 GWh/a for LPG suppliers. No threshold is set for domestic fuel-oil suppliers.

| Energy type | Saving obligation [cumac TWh] | Share of total obligation [%] |
|---|---|---|
| Electricity | 31.0 | 57 % |
| Natural gas | 13.9 | 26 % |
| Domestic fuel-oil | 6.8 | 13 % |
| LPG | 1.5 | 3 % |
| Cooling / heating | 0.7 | 1 % |

Tab. 2: French energy saving obligations per energy type in the first period.

On October 20th, 2006, the DGEMP (Directorate-General for Energy and Raw Materials, part of the Ministry of Economy, Finance and Industry) and its operational unit DIDEME (in charge of demand and energy markets) published the allocation plan for the apportionment of the overall targets among energy sellers, so that each committed actor disposes of its own energy saving target for the first period. The ten actors having the highest obligations gather 85 % of the overall energy saving target and EDF and GDF Suez together about 80 %. This disequilibrium is even higher in terms of their respective shares according to the energy type: in the electricity sector, 20 electricity suppliers share the national objective of 31.0 cumac TWh from which more than 96 % devolve on EDF, whereas in the gas sector GDF Suez gathers almost 96 % of the obligation amounting to 13.9 cumac TWh and shared by 12 suppliers. The apportionment of energy saving objectives in the LPG and heating/cooling markets is characterised by a similar number of committed agents (seven in each) but without quasi-monopolistic situation[3]. In total 42 committed actors share the obligations for electricity, natural gas, LPG and networks (heating, cooling, lighting, electricity). Within the domestic fuel-oil market, a very particular situation is observed compared to other energy types with regard to saving obligations. As explained above, no sales threshold exists for domestic fuel-oil suppliers to be bound to obligations, i.e. all domestic fuel-oil suppliers in France are committed. As a result more than 2,400 companies are bound to energy savings obligations within the domestic fuel-oil market, which is very homogeneous: the largest obligation assigned amounts to 5 % of the total. As explained above in section 2.4.2, a minimum program size, amounting to 1 cumac GWh during the first period, is required so as to avoid high transactions costs.

[3] The largest LPG saving obligation is assigned to Butagaz S.A.S with only 28 % of the total, whereas CPCU gathers 43 % of the total heating/cooling obligations.

## 3.2 Achieved energy savings during the first period

On 18 November 2006, the first white certificates [4] were delivered to Electricité de Strasbourg, an affiliated company of EDF. These certificates amounted to 15.5 cumac GWh and corresponded to energy saving actions realised by the company in the framework of a commercial offer aimed at installing efficient heating systems in existing residential buildings. Progressively, this example was followed by the implementation of other similar energy saving measures. However in November 2007, only 5.5 cumac TWh of white certificates had been delivered, which represents about 10 % of the three year national objective. In January 2008, this share rose to 18 % with 9.5 cumac TWh of white certificates.

These figures show on the one hand a difficult overall implementation of the system, whose main early barriers result from the development of appropriate necessary methodological tools and of partnerships between energy suppliers and specialised providers of energy efficiency services. On the other hand, a significant acceleration in the realisation of energy savings occurred with a certification of about 4 cumac TWh within two months. Fig. 3 shows the evolution of cumulated achieved energy savings in France until the end of the first period in June 2009.

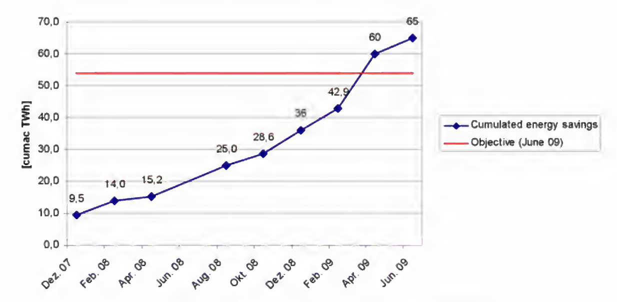



Fig. 3: Achieved energy savings in France during the first period.

In January 2009 only two thirds of the three year target had been achieved, but from March to June 2009, a significant increase of savings was observed so that the objective was achieved in April, two months before the end of the period. At the end

of the first period, the achieved savings of 65.2 cumac TWh represented 1099 decisions of white certificate delivery to 251 beneficiaries. This number of certificates results from 63.7 cumac TWh of savings through standardised actions and 1.5 cumac TWh through specific actions. The sectoral repartition of the achieved energy savings is represented in Tab. 3 [3].

First results thus confirm the importance of the household sector with more than 88% of the achieved total energy savings. The most used standardised actions include the installation of an individual condensing boiler or other efficient boilers as low-temperature boilers, but also actions in the field of residential building shells such as e.g. insulation of windows, attics and roofs. Furthermore, some eligible actors as private companies and public institutions have already invested in energy saving measures on a voluntary basis and therefore received white certificates.

| Sector | Share of total energy savings |
|---|---|
| Residential buildings | 86.7 % |
| Industry | 7.4 % |
| Tertiary buildings | 4.3 % |
| Networks | 1.3 % |
| Transport | 0.4 % |

Tab. 3: Repartition of energy savings in France among sectors during the first period.

The achieved savings in the first period corresponds to a total investment of about 3,900 Mio € in energy saving measures. Over the average lifetime of the measures performed, cost savings for end users is expected to be about 4,300 Mio €. The total achieved energy savings in the first obligation period contribute to an emission reduction of about 1.83 Mio t $CO_2$ / a.

## 3.3 Market results of the first period

One of the major uncertainties in the French white certificate system lies in the existence of trading. For the first period at least, only bilateral exchange contracts (over the counter) have occurred between actors, rather than real market transactions

within an established spot market. Fig. 4 gives an overview of market results observed between January 2008 and June 2009. As noted above, market transactions occur in relative small amounts. As of January 2009, only 40 white certificate transactions had been observed, amounting to about 1.4 cumac TWh which corresponds to about 4 % of the total certified energy savings. This leads to a very volatile market, as shown by the evolution of the certificate price. The average price[4] of the white certificate amounted to 1.0 ct/cumac kWh in January 2008. However, if one excludes the price values corresponding to very small volume transactions, a decreasing trend is observed over the time.

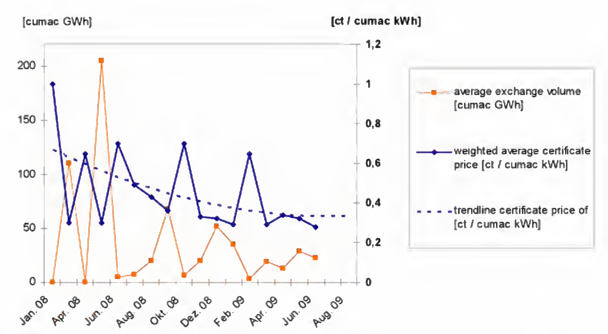



Fig. 4: Market results in France during the first period: exchange volume and certificate price.

The trendline shown on Fig. 4 confirms the reduction of the average white certificate price, amounting at the end of the first period to about 0.3 ct/cumac kWh.

[4] The given price is calculated as an average between the transactions occurring within the market for energy efficiency certificates. The average price is in euro cent per cumac kWh of saved energy, subject to value added tax. Information on certificate prices is derived from the official online French register for energy efficiency certificates, available at https://www.emmy.fr/.

## 3.4 Outlook for the second obligation period (2011-2013)

The second obligation period of the French white certificate system started in France at the beginning of 2011 after a transition period of 1.5 years. During the transition period, energy saving actions could further be implemented and white certificates delivered were counted for the second period. The administrative authority adapted several design features of the market for the new period, which are described in Tab. 4.

| | 1st period (2006-2009) | 2nd period (2011-2013) |
|---|---|---|
| Overall saving target | 54 cumac TWh | 345 cumac TWh |
| Number of committed actors | | |
| electricity, natural gas, LPG and networks | 42 | 42 |
| domestic fuel-oil | 2452 | ~ 2200 |
| transport fuel | 0 | ~ 40 |
| Minimum program size | 1 cumac GWh | 20 cumac GWh |
| Market accession for non-committed actors | relatively open | restrictive |

Tab. 4: Revision of framework conditions between the first and the second periods.

The objective of these adaptations in the system's features are a dynamic enhancement of the market for energy efficiency along with an expected reduction of administrative costs (overall target multiplied by more than six, less obligation bound actors through higher sales thresholds, higher minimum program size for energy saving measures and more restrictive accession to the market for non-committed players). The second major design feature for the second period is the integration of the transport sector into the system, with a significant target amounting to 90 cumac TWh. First results concerning achieved savings since the end of the first period are presented in Fig. 5.

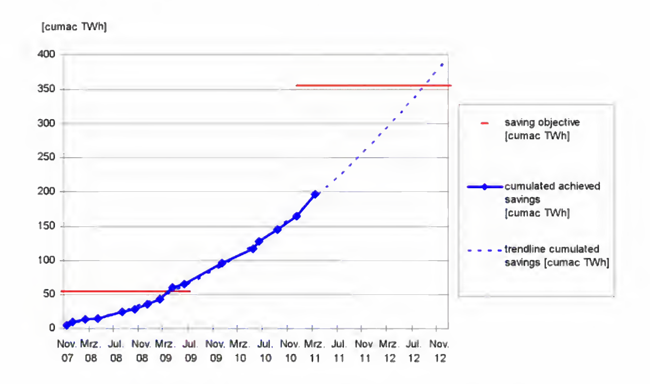



Fig. 5: Cumulated energy savings and expected evolution in France until end of 2012.

During the transition period the effort towards energy savings has not been reduced and the cumulated achieved savings reached 196.2 cumac TWh in March 2011. The trendline, calculated for cumulated savings from November 2007, shows that the overall saving target of 354 cumac TWh shall be reached before the end of 2012, i.e. at least one year before the end of the second obligation period.

Beyond the trivial advantage of the widespread public acceptability in the field of energy savings, the French system profits by all further advantages connected to its market-based properties: expected economic efficiency, optimal costs of compliance with saving objectives, conformity with the liberalised electricity market, already existing relationships between committed actors (energy suppliers) and eligible end-use sectors (especially households and commercial sector), and the fact that the system is not limited to predefined energy saving measures but rather boosts innovation in allowing actors to propose further demand side options to be implemented.

## List of figures



## List of tables



## References

[1] Assemblée Nationale. Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, 2005.

[2] Association Technique Energie Environnement. Le dispositif des certificats d'économies d'énergie. Mémento du Club C2E, 2007.

[3] Direction Générale de l'Energie et du Climat. Lettre d'information Certificats d'économies d'énergie. Juillet 2009, 2009.

[4] Electricité de Strasbourg. Les premiers certificats d'économies d'énergie français ont été attribués à Electricité de Strasbourg. Communiqué de presse, 2006.

[5] European Commission. Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC, Official Journal of the European Communities, 2006.

[6] International Energy Agency. Market mechanisms for white certificates trading. Task XIV Final Report of the IEA Demand Side Management Programme, 2006.

# Ausschöpfung der Potenziale für Energieeffizienzverbesserungen durch integrierte Bedarfs-Netzwerke in bestehenden Gewerbe- und Industriestandorten

## Überbetriebliche Nutzung industrieller Abwärme

Jochen Lambauer, Erik Heyden, Ralph Schelle, Ulrich Fahl, Alfred Voß

*Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, 70563 Stuttgart, Deutschland,*
*E-mail: Jochen.Lambauer@ier.uni-stuttgart.de,*
*Telefon: +49(0)711 685 878 75*

## Kurzfassung

Gewerbe- und Industriestandorte sind zu unterschiedlichen Zeiten entstanden und historisch gewachsen. Innerhalb dieser Gebiete wirtschaften die Unternehmen überwiegend unabhängig voneinander, so auch in den Bereichen Energieanwendung und Optimierung der Energieeffizienz. Jedoch können durch eine ganzheitliche Betrachtung des Energiebedarfs und seiner Deckung über die Firmengrenzen hinweg größere Einsparpotenziale im Wärme- wie auch im Strombereich aktiviert werden. Um Erkenntnisse hinsichtlich der Möglichkeiten zur Ausschöpfung dieser Potenziale zu gewinnen, wurden an zwei bestehenden Gewerbe- und Industriestandorten (Achern, Ludwigsburg) integrierte Netzwerke gebildet, die neben der Ermittlung von Energieeinsparpotenzialen im eigenen Betrieb auch das Ziel einer energetischen Abstimmung und Gesamtoptimierung über Firmengrenzen hinweg verfolgen. Da die teilnehmenden Unternehmen den unterschiedlichsten Branchen angehören und verschiedene Größen aufweisen, sind die gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse auf ähnlich heterogene Industriestandorte anwendbar. Die Vorgehensweise sowie erste Ergebnisse werden im Rahmen dieses Beitrags erläutert.

## Stichworte

Energieeffizienz, Integrierte Standortplanung, Effizienz-Netzwerke, Abwärmenutzung, Betriebsübergreifende Maßnahmen

# 1 Einleitung

Energiesparendes Wirtschaften ist ein zentraler Wettbewerbsfaktor. Je nach Branche kann der Energieverbrauch einen wesentlichen Anteil an den Betriebs- und Produktionskosten ausmachen. Gleichzeitig wurde gerade in Branchen, die sich durch einen niedrigen Energieverbrauch auszeichnen, die Optimierung der energetischen Vorgänge lange Zeit vernachlässigt. Auch sind Gewerbe- und Industriestandorte zu unterschiedlichen Zeiten entstanden und historisch gewachsen. Innerhalb dieser Gebiete wirtschaften die Unternehmen überwiegend unabhängig voneinander, so auch in den Bereichen Energieversorgung und -anwendung und Optimierung der Energieeffizienz. Darüber hinaus ist denkbar, dass eine Betrachtung des Energiebedarfs und seiner Deckung über die Firmengrenzen hinweg größere Einsparpotenziale im Wärme- wie auch im Strombereich aktiviert sowie Potenziale zur Senkung der Energiekosten realisiert werden können.

Um Erkenntnisse hinsichtlich der Möglichkeiten zur Ausschöpfung dieser Potenziale zu gewinnen, wurden an zwei bestehenden Gewerbe- und Industriestandorten (Achern (EnergiePakt Achern), Ludwigsburg (Modellgebiet Weststadt)) integrierte Netzwerke gebildet, die neben der Ermittlung von Energieeinsparpotenzialen im eigenen Betrieb auch das Ziel einer energetischen Abstimmung und Gesamtoptimierung über Firmengrenzen hinweg verfolgen. Da die teilnehmenden Unternehmen den unterschiedlichsten Branchen angehören und verschiedene Größen aufweisen, sind die gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse auf ähnlich heterogene Industriestandorte anwendbar. Gerade die Betrachtung kompletter Gebiete bietet Möglichkeiten, durch die neue Einsparpotenziale erschlossen werden können.

## 2 Vorgehensweise

In Kooperation mit den Gemeinden und der Wirtschaftsförderung wurden Unternehmen angeschrieben und im Rahmen von Informationsveranstaltungen über das geplante Forschungsvorhaben informiert. In Achern beteiligten sich acht Unternehmen (6 KMU[1]) und in Ludwigsburg 10 Unternehmen (4 KMU). Nach der Erhebung der Energiesituation der teilnehmenden Unternehmen mithilfe eines Fragebogens stand am Anfang der Untersuchungen die umfassende Analyse des Energiebedarfs und der bestehenden Energieversorgungssysteme. Einsparpotenziale wurden identifiziert und mögliche Effizienzverbesserungen untersucht. Durch die Zusammenführung der Analysen aller Unternehmen am Standort ergeben sich Synergieeffekte, deren Implikationen in Diskussion mit allen Beteiligten genauer untersucht wurden. Die im Rahmen der ersten Beratungen aufgezeigten Maßnahmen wurden, sofern von den Unternehmen gewünscht, mittels einer anschließenden Detailberatung genauer betrachtet. Eine detaillierte Untersuchung wurde bei ungefähr jedem Dritten Unternehmen durchgeführt. Dies beinhaltete auch das Einholen von Angeboten entsprechender Handwerksbetriebe. Die Unternehmen wurden hinsichtlich der in den Initial- und Detailberatungen vorgeschlagen Umsetzungsprojekte beraten.

Die Teilnehmer der Netzwerke trafen sich mehrmals pro Jahr und im Rahmen dieser Workshops fanden Vorträge von externen Fachleuten zu verschiedenen von den Unternehmen vorgeschlagenen Themen (Energiemanagement, effiziente elektrische Antriebe, Beleuchtung, etc.) statt. Durch Betriebsbegehungen waren ein Erfahrungsaustausch der Teilnehmer untereinander und eine Sensibilisierung hinsichtlich eines effizienten Energieeinsatzes gewährleistet. Im Rahmen der Effizienztische wurden gemeinsame Einsparziele ($CO_2$, Energie) formuliert (Achern 2 % und Ludwigsburg 4 % spezifische Energieeinsparung) und die Entwicklung wurde durch eine jährliche Abfrage der Verbrauchsdaten dokumentiert. Alle Schritte wurden durch Energieberater begleitet und durch die Projektleitung moderiert. Erfahrungen von anderen Effizienznetzwerken zeigen, dass an Netzwerken beteiligte Unternehmen schneller und effektiver Effizienzverbesserungen erschließen und umsetzen. Neben diversen unternehmensspezifischen Maßnahmen wurden verschiedene betriebsübergreifende Maßnahmen untersucht.

---

[1] Kleine und mittlere Unternehmen (KMU)

# 3 Ausgangssituation

Die Lage der Stadt Achern in der Region Südlicher Oberrhein mit sehr guter Infrastruktur, Anbindung an die Autobahn und kurzen Wegen in das Nachbarland Frankreich machen den Standort attraktiv für Unternehmen. Hinzu kommt, dass Achern durch eine aktive Wirtschaftspolitik und die Erschließung von Gewerbeflächen viel dazu beigetragen hat, Firmen und Unternehmen eine Ansiedlung zu ermöglichen. Die Neuansiedlung von Gewerbe und Industrie geht zügig voran, so dass der Wirtschaftsstandort Achern und das Mittelzentrum in der Ortenau eine weitere Aufwertung erfährt. In der Stadt und in den Stadtteilen sind in den Sparten Handwerk, Handel, Gewerbe, Dienstleistung und Industrie rund 11.000 versicherungspflichtige Arbeitsplätze vorhanden, viele davon entstanden erst in jüngerer Zeit.

Ein Schwerpunkt der Wirtschaftspolitik lag bisher auf der Ansiedlung mittelständischer Unternehmen und dies soll auch weiterhin der Fall sein. Im produzierenden Bereich liegt der Schwerpunkt im Maschinenbau und der Metallverarbeitung, während auf die Gesamtstadt bezogen im Dienstleistungsbereich mit rund 60 % Prozent die meisten Arbeitsplätze zu verzeichnen sind. Achern ist über die Anschlussstelle Achern an der Bundesautobahn 5 Karlsruhe–Basel und mit der B 3, die durch das Stadtgebiet führt, gut an das deutsche und französische Fernstraßennetz angebunden. Außerdem besitzt Achern einen Bahnhof an der Bahnlinie Karlsruhe–Basel.

Ludwigsburg gehört zu einer der wirtschaftsstärksten Regionen in Europa. In Kombination mit der guten Verkehrsanbindung und der hohen Lebensqualität ist Ludwigsburg ein attraktiver Standort für Unternehmen. Weltkonzerne und Kleinbetriebe, Industrie- und Handwerksunternehmen, Dienstleister und Zulieferer, Old und New Economy sind gleichermaßen vertreten. Synergieeffekte, die sich durch die räumliche Nähe zwischen den Unternehmen ergeben, stärken die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts. Geprägt wird das Wirtschaftsleben im Wesentlichen von fünf Säulen: Automobilzulieferer, Maschinenbau, Finanzdienstleister, Softwareentwicklung, Film- und Medien. In Hinblick auf eine Zukunftsorientierung wird durch Ansiedlung von forschungs- und technologieintensiven Industriezweigen, vor allem aus dem Bereich Energie, Ökodesign und Green Industrie ein weiteres Standbein aufgebaut. Ludwigsburg befindet sich, eingebunden in die wirtschaftsstarke Region Stuttgart, in zentraler Lage in Europa. Der Standort verfügt über gute Verkehrsanbindungen über Straße (zwei Autobahnanschlussstellen), Schiene (mehrere Industriegleisanschlüsse) und

Wasser (Anlegestelle Lastenschifffahrt). Der Flughafen Stuttgart ist in nur 30 Minuten zu erreichen. Die Region Stuttgart und damit auch Ludwigsburg verfügen aufgrund der großen Zahl an Bildungseinrichtungen über eine hohe Anzahl hochqualifizierter Arbeitnehmer.

Die energetische Ausgangssituation der an den Modelgebieten teilnehmenden Unternehmen unterscheidet sich sehr stark. So variiert der Anteil der Energiekosten am Umsatz zwischen 0,1 % und 16 %. (Abb. 1).

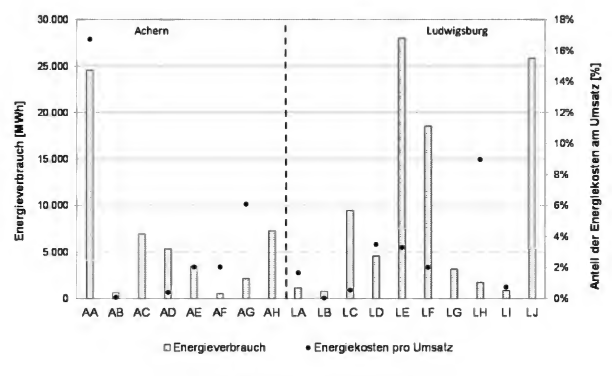



Abb. 1: Darstellung der Ausgangssituation

## 4 Einsparpotenziale in den Unternehmen

Im Rahmen der durchgeführten Initialberatungen konnte eine Vielzahl an Optimierungsmöglichkeiten innerhalb der Betriebe identifiziert werden. Ein großes Einsparpotenzial liegt hier in der Optimierung vorhandener Systeme und Anlagen, beispielsweise Heizungsanlagen, Lüftungsanlagen aber auch bei der Erzeugung von Druckluft bzw. Prozesswärme. Erste Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind beispielweise die Erneuerung der Heizungspumpen bzw. die Installation von bedarfsgeregelten Heizungspumpen. Neben investiven Maßnahmen sind in den Unternehmen

auch Veränderungen aufgezeigt worden, die den Energieverbrauch ohne Kapitaleinsatz reduzieren können. Beispielsweise kann durch eine automatische Total-Abschaltung der Wärmeerzeugungsanlagen zu Zeiten ohne Wärmebedarf der Energieverbrauch ohne Investitionen schnell und effektiv gesenkt werden.

Die Überprüfung der Heizungsanlage hinsichtlich der aktuellen Nutzung kann sehr oft zu erheblichen Einsparungen führen. Bei einem Unternehmen im EnergiePakt Achern sind hier Einsparungen von mehreren tausend Euro möglich. Zusätzliche Potenziale sind laut den Untersuchungen bei den Beleuchtungsanlagen der Unternehmen und in der Überprüfung der vorhandenen Energielieferverträge (teilweise Einsparungen über 4.000 Euro pro Jahr möglich) zu sehen. Ein auch für kleinere Unternehmen lohnenswertes Thema ist der Einsatz eines Energie- bzw. Lastmanagementsystems, um kurzfristige Spitzenwerte beim Strom- und/oder Gasbezug zu vermeiden und dadurch die Kosten zu senken. Des Weiteren kann sich bei Unternehmen mit Fuhrpark auch ein Spritsparkurs für die Fahrer sehr schnell lohnen. Dabei sind Einsparungen von über 1.000 Euro im Jahr möglich.

Insgesamt stellt die Erfassung des Energiebedarfs einen wichtigen Punkt zur Steigerung der Energieeffizienz dar. Bislang erfasst ein Großteil der Unternehmen nur den gesamten Energieverbrauch. Um Effizienzverbesserungen und Kosteneinsparungen auffinden und umsetzen zu können, ist jedoch eine prozessspezifische bzw. nutzungsspezifische sowie zeitlich aufgeschlüsselte Erfassung der benötigten Energiemengen und -leistungen notwendig.

Tab. 1 fasst ausgewählte Maßnahmen zusammen, die nach Abschluss der Initialberatungen den Firmen vorgeschlagen werden konnten. Dabei gibt die Zahl in Klammern den entsprechenden prozentualen Anteil der Einsparung am Gesamtenergieverbrauch bzw. den gesamten Energiekosten des Unternehmens an.

| Maßnahme | Einsparung | |
|---|---|---|
| | kWh/a | Energiekosten [€/a] |
| Beleuchtung | 62.400 (1,8%) | 7.400 (6,0%) |
| Abschaltung der Heizungspumpen | 4.300 (0,5%) | 400 (0,5%) |
| Optimierung der Heizungsanlage | 35.300 (1,6%) | 2.400 (0,8%) |
| Energiedatenmanagementsystem | 76.000 (2,2%) | 8.600 (7,0%) |
| Lastspitzenoptimierung | | 500 (0,4%) |
| Optimierung Kälteanlage | 71.000 (1,0%) | 5.000 (1,0%) |
| Optimierung Vakuumpumpen | 57.000 (0,8%) | 4.000 (0,8%) |
| Wärmerückgewinnung Druckluftkompressoren | 17.000 (0,5%) | 1.900 (1,6%) |
| Optimierung Lüftungsanlage | 425.000 (6,1%) | 64.000 (10,0%) |
| Abwärmenutzung | 81.000 (15,0%) | 4.600 (12,2%) |
| Vertragsprüfung | 17.700 (1,0%) | 1.000 (1,0%) |

Tab. 1: Ausgewählte Maßnahmen und Einsparmöglichkeiten bei einzelnen Unternehmen

Für die teilnehmenden Unternehmen lässt sich feststellen, dass ein großes Einsparpotenzial in der Optimierung vorhandener Systeme und Anlagen liegt. Dies betrifft beispielsweise Heizungsanlagen, Lüftungsanlagen aber auch die Erzeugung von Druckluft bzw. Prozesswärme sowie die interne Nutzung von Abwärme.

## 5 Betriebsübergreifende Maßnahmen

Neben den aufgezeigten unternehmensspezifischen Maßnahmen werden verschiedene betriebsübergreifende Maßnahmen, wie z. B. eine unternehmensübergreifende Abwärmenutzung, eine gemeinsame Energieerzeugung und die Installation eines Nahwärmenetzes, untersucht. An beiden Standorten wurde hinsichtlich der Ermittlung von

betriebsübergreifenden Abwärmenutzungsmöglichkeiten die nachfolgend erläuterte Vorgehensweise angewandt:

- Ermittlung detaillierter Informationen zum Energiebedarf (Menge, zeitlicher Verlauf)
- Ermittlung von Abwärmequellen (Menge, zeitlicher Verlauf)
- Erstellung eines Entfernungsmodells
- Energetisch- und kostenoptimierte Zuordnung

Es gibt zwei wichtige Komponenten, welche die Machbarkeit einer Abwärmenutzung über Firmengrenzen hinweg beeinflussen: die Eigenschaften der Abwärmequelle und die des Wärmeverbrauchers. Außerdem muss überprüft werden, inwieweit das Lastprofil von Angebot und Nachfrage übereinstimmen, um die tatsächlich lieferbare Wärmemenge berechnen zu können. Tab. 2 stellt eine Übersicht der verwendbaren Abwärmequellen am Beispiel von Ludwigsburg zusammen. Dabei bestimmt die Menge an verfügbarer Wärme den Nutzen, d. h. die später erzielbare Vergütung. Die Maximallast bestimmt die erforderliche Größe der Anlagen, um die Wärmeabfuhr zu gewährleisten, und die Volllaststunden sind ein Maß dafür, wie gleichmäßig das Angebot ist. Während der Prozess 1 von Firma LD eine große Menge Wärme auf niedrigem Temperaturniveau abgibt, ist die Menge des Prozesses 1 der Firma LE halb so groß, das Temperaturniveau von 200 °C lässt jedoch ein hohes Nutzungspotenzial vermuten.

| **Lieferfirma** | **Wärme-träger** | **Temperatur [°C]** | **Menge [MWh]** | **Maximallast [$kW_{th}$]** | **Volllast-stunden [h]** |
|---|---|---|---|---|---|
| **LB** | Wasser | 32 | 2160 | 420 | 6000 |
| **LD1** | Wasser | 80 | 8200 | 1800 | 4555 |
| **LD2** | Luft | 100 | 450 | 75 | 6000 |
| **LE1** | Luft | 200 | 4480 | 700 | 6400 |
| **LE2** | Luft | 100 | 3840 | 600 | 6400 |

Tab. 2: Übersicht über verwendbare Abwärmequellen

Ist die Charakteristik der Abwärmequellen bekannt, muss im nächsten Schritt die Nutzung der Abwärme geprüft werden. Für eine erste Überprüfung kommt aufgrund von Erfahrungswerten bei der Durchführung von entsprechenden Planungen ein Bedarf mit folgenden Rahmenbedingungen und Eigenschaften in Frage:

- Die Temperatur des Bedarfs liegt ca. 20 K unter der des Angebots
- Das Verhältnis aus übertragener Wärme und der Entfernung sollte über 2 $MWh_{th}$/m*a liegen (vgl. auch [1)]
- Liegt die Temperatur des Bedarfs knapp über der des Angebotes und reicht daher für eine direkte Nutzung nicht aus, sollte das Verhältnis aus übertragener Wärme und der Entfernung über ca. 5 $MWh_{th}$/m*a liegen, um die zusätzlichen Kosten der dann möglichen bzw. notwendigen Wärmepumpe zu kompensieren

Tab. 3 stellt ausgewählte Wärmeabnehmer für das Beispiel Ludwigsburg zusammen.

| Abnehmer | Wärmeträger | Temperatur [°C] | Menge [MWh] | Maximallast [$kW_{th}$] | Volllaststunden [h] |
|---|---|---|---|---|---|
| **LC** | Wasser | 60 | 5700 | 3800 | 1500 |
| **LD** | Wasser | 70 | 1200 | 700 | 1710 |
| **LE** | Wasser | 70 | 1400 | 1000 | 1400 |
| **LF** | Wasser | 60 | 1300 | 1100 | 1180 |
| **LG** | Wasser | 60 | 1270 | 840 | 1510 |
| **LH** | Wasser | 60 | 1100 | 625 | 1760 |

Tab. 3: Übersicht über mögliche Wärmeabnehmer am Beispiel Ludwigsburg

Paare aus Angebot und Nachfrage, die sich nach diesen Vorgaben finden lassen, sollten detailliert untersucht werden. Zwei Faktoren sind wichtig, um die beste Kombination von Wärmequellen und -nutzern zu finden: zum einen müssen die Paare sich bei Energiemenge und Verlauf entsprechen, zum anderen sollten Entfernungen und damit Kosten minimiert werden. Um zu ermitteln, welche Paare nach den Energiewerten über das höchste Potenzial verfügen, wurde für jedes Paar die pro Jahr übertragbare Wärmemenge berechnet. Die kooperationspartnerspezifischen Leistungen sind in Tab. 4 aufgeführt.

| von / nach | LB | LD1 | L D2 | LE1 | LE2 |
|---|---|---|---|---|---|
| **LC** | 1.200 | 3.000 | 260 | 2.300 | 2.000 |
| **LD** | 900 | 1.200 | 260 | 1.000 | 1.000 |
| **LE** | 1.000 | 1.300 | 260 | 1.400 | 1.400 |
| **LF** | 900 | 1.200 | 250 | 1.100 | 1.100 |
| **LG** | 900 | 1.200 | 250 | 1.100 | 1.100 |
| **LH** | 700 | 1.000 | 240 | 1.000 | 1.000 |

Tab. 4: Übertragbare Wärmemengen [MWh/a]

Neben der energetischen Machbarkeit ist auch der Aufwand, der für diesen Nutzen betrieben werden muss, zu betrachten. Dazu wird die Entfernung der verschiedenen Übertragungswege bewertet. Sowohl der Preis der Anlage als auch die Verluste werden wesentlich von der Länge der Leitungen mitbestimmt. Die Entfernung zwischen den beteiligten Firmen stellt damit einen entscheidenden Einflussfaktor dar. Die geografische Vereinfachung, die den Entfernungen zugrunde liegt, ist in Abb. 2 dargestellt.

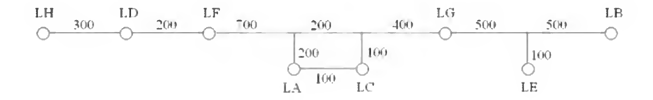



Abb. 2: Entfernungsmodell am Beispiel des Modellgebiets Weststadt

Zur überschlägigen Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden aufgrund von Erfahrungswerten bei der Planung entsprechender Projekte zwei Größen verwendet: die Leistungsdichte (die maximal übertragbare Leistung pro Länge) und die übertragene Energie pro Länge und Jahr. Dabei sollte die Leistungsdichte über 1 kW pro Meter Leitungslänge liegen und die übertragene Energie über 2 MWh pro Meter Leitungslänge und Jahr (vgl. [1]). Die entsprechenden Werte für die betrachteten Kombinationen sind in Tab. 5 dargestellt. Der erste Wert gibt die übertragbare Leistungsdichte in kW/m und der zweite Wert die übertragbare Energiedichte in MWh/m*a an. Dabei

zeigt sich, dass die Quelle LD1 nach dieser ersten Bewertung mehrere Wärmenutzer günstig beliefern könnte. Sowohl die Lieferung von LD1 nach LC als auch nach LF und LH entspricht nach dieser ersten überschlägigen Bewertung den Erfahrungswerten für entsprechende Projekte. Es kann festgehalten werden, dass diese Kombinationen in einem weiteren Schritt detaillierter untersucht werden sollten.

| von / nach | LB | | LD1 | | LD2 | | LE1 | | LE2 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | kW/m | MWh/ m*a | kW/m | MWh/ m*a | kW/m | MWh/ m*a | kW/m | MWh/ m*a | kW/m | MWh/ m*a |
| **LC** | 0,26 | 0,81 | 1,28 | 2,54 | 0,06 | 0,22 | 0,62 | 2,09 | 0,54 | 1,83 |
| **LD** | 0,13 | 0,37 | | | | | 0,15 | 0,48 | 0,15 | 0,48 |
| **LE** | 0,65 | 1,68 | 0,30 | 0,63 | 0,04 | 0,12 | | | | |
| **LF** | 0,17 | 0,40 | 3,12 | 6,17 | 0,37 | 1,27 | 0,33 | 0,60 | 0,31 | 0,60 |
| **LG** | 0,39 | 0,89 | 0,38 | 0,79 | 0,05 | 0,17 | 0,94 | 1,75 | 0,94 | 1,75 |
| **LH** | 0,14 | 0,27 | 2,02 | 3,59 | 0,25 | 0,79 | 0,25 | 0,41 | 0,24 | 0,41 |

Tab. 5: Übertragbare Leistungsdichte [kW/m] und Übertragbare Energiedichte [MWh/m*a]

Eine Übersicht über die abgeschätzten Kosten ist in Tab. 6 gegeben. Je nach Preis der eingesparten Energie (vgl. Tab. 7) ergeben sich damit unterschiedliche Amortisationszeiten, die in Tab. 8 aufgelistet sind. Entscheidender Faktor ist die Leitungslänge, wodurch die Kosten und dadurch die Amortisationszeiten durch z. B. gleichzeitige Verlegung mehrerer Leitungen um bis zu 30 % sinken können.

| [T €] | **LB** | **LD1** | **LD2** | **LE1** | **LE2** |
|---|---|---|---|---|---|
| **LC** | 840 | 990 | 550 | 820 | 810 |
| **LD** | 1.220 | 20 | 70 | 1.100 | 1.100 |
| **LE** | 350 | 1.340 | 910 | 130 | 120 |
| **LF** | 1.280 | 150 | 150 | 1.300 | 1.310 |
| **LG** | 570 | 960 | 670 | 490 | 500 |
| **LH** | 1.550 | 120 | 190 | 1.620 | 1.620 |

Tab. 6: Geschätzte Investitionskosten [T €]

| von / nach | LB | LD1 | LD2 | LE1 | LE2 |
|---|---|---|---|---|---|
| **LC** | 1.200 | 3.000 | 260 | 2.300 | 2.000 |
| **LD** | 900 | 1.200 | 260 | 1.000 | 1.000 |
| **LE** | 1.000 | 1.300 | 260 | 1.400 | 1.400 |
| **LF** | 900 | 1.200 | 250 | 1.100 | 1.100 |
| **LG** | 900 | 1.200 | 250 | 1.100 | 1.100 |
| **LH** | 700 | 1.100 | 240 | 1.000 | 1.000 |

Tab. 7: Eingesparte Energie [MWh/a]

Es zeigt sich, dass eine Versorgung von Firma LF und LH durch Firma LD1 mit Amortisationszeiten von 2 bzw. 3 Jahren und die Versorgung von LG durch LE1 bzw. LE2 mit Amortisationszeiten von 4 Jahren verbunden wäre. Obwohl dies akzeptabel erscheint, gilt in vielen mittelständischen Unternehmen die Vorgabe, dass eine Maßnahme sich innerhalb bzw. unter zwei Jahren amortisieren muss, was so auch von den am Forschungsprojekt beteiligten Unternehmen bestätigt wurde.

| [a] | LB | LD1 | LD2 | LE1 | LE2 |
|---|---|---|---|---|---|
| **LC** | 12 | 6 | 38 | 6 | 7 |
| **LD** | 31 | | | 26 | 26 |
| **LE** | 8 | 22 | 77 | | |
| **LF** | 28 | 2 | 12 | 23 | 23 |
| **LG** | 5 | 7 | 22 | 4 | 4 |
| **LH** | 30 | 3 | 12 | 24 | 24 |

Tab. 8: Resultierende Amortisationszeiten [a]

# 6 Fazit

An beiden Standorten zeigt sich, dass aufgrund einer teils großen räumlichen Entfernung der teilnehmenden Unternehmen ein leitungsgebundener Austausch von Wärme zwar technisch möglich, aber nach den strengen wirtschaftlichen Vorgaben vieler Unternehmen hinsichtlich der Amortisationszeiten (< 3 Jahre) meist nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Es sollte daher ein Ziel sein, dass die Mehrzahl bzw. bestenfalls alle in

einem Industriegebiet ansässigen Firmen an einem Effizienznetzwerk teilnehmen, um eine deutlich gesteigerte Anzahl von wirtschaftlich machbaren Kooperationen zu ermöglichen. Weiterhin zeigt sich, dass Unternehmen von betriebsübergreifenden Maßnahmen aufgrund vermeintlicher Planungsunsicherheit Abstand halten und in Hinblick auf die betriebliche Unabhängigkeit auf den eigenen Betrieb begrenzte Maßnahmen bevorzugen. Hier ist eine frühzeitige intensive Kommunikation nötig, um unternehmensseitige Hemmnisse zur Umsetzung betriebsübergreifender Maßnahmen abzubauen. In diesem Zusammenhang ist das Mitwirken von Contracting-Anbietern denkbar. Hier sind neben einem Energieliefer-Contracting auch zusätzliche Energiespar- oder Betriebsführungs-Contracting-Modelle möglich.

Sinnvoll wäre die Berücksichtigung von betriebsübergreifenden Maßnahmen bereits in der Planungsphase eines Industriegebietes, da man in diesem Fall die Möglichkeit hätte, Unternehmen entsprechend ihres charakteristischen Energieverbrauchs zueinander anzusiedeln. Voraussetzung hierfür wäre ein sog. Energiekataster, das eine optimale Zuordnung von Energiequellen und -senken erlauben würde. Ein solches Projekt ist mit der Ansiedlung der Unternehmen jedoch nicht abgeschlossen. Auch bei bestehenden Gewerbegebieten gilt es, den sich im Wandel befindlichen Produktionslinien sowie der Ansiedlung von weiteren Unternehmen Rechnung zu tragen. Hierzu wäre eine Erfassung der Veränderungen (Energiebedarf, -verbrauch, Lastverlauf etc.) in definierten Abständen unerlässlich. Zum Beispiel könnte eine zentrale, unabhängig betriebene Energieversorgung durch einen Anlagen-Contractor, welcher Wärme in einem Ringnetz, das ebenfalls zum Transport von Abwärme der Unternehmen genutzt wird, den Wärmebedarf des Gebietes optimieren und dadurch den Energiebedarf und die Energiekosten reduzieren.

Das Forschungsprojekt zeigt, dass in den untersuchten Gewerbegebieten eine Vielzahl von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz identifiziert und eine mögliche Umsetzung angestoßen werden konnte. Die für das Thema „Energie“ zuständigen Personen bestätigen, dass sie neben einem Zugewinn an Wissen durch das Projekt eine Argumentationshilfe für effizienzsteigernde Maßnahmen gegenüber ihren Vorgesetzten erhalten. Insgesamt stellen die Erfassung des Energieverbrauchs und dessen zeitlicher Verlauf eine wichtige Voraussetzung zur Steigerung der Energieeffizienz und zur möglichen Umsetzung von unternehmensinternen und -übergreifenden Maßnahmen dar. Hemmnisse hinsichtlich längerer Amortisationszeiten im Bereich der gemeinsamen und unternehmensübergreifenden Energieversorgung könnten durch

Contracting-Modelle und eine gezielte Planung und Ansiedlung der einzelnen Unternehmen reduziert werden.

## Abbildungsverzeichnis



## Tabellenverzeichnis



## Literaturverzeichnis

[1] C. Rutschmann. *Fernwärme als Brücke zwischen Waldwirtschaft und Energienachfrage. Vortrag bei der 4. Tagung „Fernwärme auf neuen Wegen", World Trade Center Zürich 2005.*

# Nutzung dezentraler KWK und elektrischer Wärmepumpen im Innovationsverbund

Thomas Göllinger

*Universität Siegen, Institut für ökologische Betriebswirtschaft,*
*57068 Siegen, Deutschland,*
*E-mail: goellinger@ioeb-siegen.de, Telefon: +49(0)170/7560829*

## Kurzfassung

Ein wichtiger Ansatz zur Effizienzsteigerung des Brennstoffeinsatzes für Energieanwendungen ist die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen. Analog ist in der gekoppelten Nutzung von Strom und Umweltwärme mittels elektrischer Wärmepumpen eine weitere Effizienztechnologie zu sehen. Beide Kopplungstechnologien können in einem Verbund miteinander kombiniert werden; dies erleichtert die Durchsetzung dieser Innovationen. Der Innovationsverbund ist ein wichtiger strategischer Baustein bei der Transformation der Energieversorgung und insbesondere bei der Integration regenerativer Energien. Für die Kombinationsmöglichkeiten und die Ausbauvarianten kommen verschiedene Strategien in Frage.

## Stichworte

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Wärmepumpe, Innovationssynergie, Schlüsselressource Gas

## 1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der Ressourcen- und Klimaschutzproblematik erweist sich die historisch gewachsene Energieinfrastruktur für die drei brennstoffbasierten Bereiche Stromerzeugung, Wärmeerzeugung und motorisierter Verkehr als äußerst ungünstig. Überwiegend kommen in allen drei Anwendungen fossile Brennstoffe zum Einsatz, die auf Grund der jeweils getrennten Infrastruktur nur unzureichend genutzt werden.

Sowohl bei der Stromerzeugung als auch bei der Verbrennung von Kraftstoffen in Fahrzeugmotoren fallen jeweils große Mengen Abwärme an, die bei der gegenwärtigen Technologiestruktur nicht für die Wärmeversorgung von Gebäuden genutzt werden können. Bei der Stromerzeugung in fossilen Großkraftwerken steht die Notwendigkeit zum großräumigen und daher verlustbehafteten sowie teuren Wärmetransport vielfach einer Abwärmenutzung entgegen; beim herkömmlichen Automobil der nichtstationäre Anfall der Abwärme. Daher erfolgt die Wärmeversorgung von Gebäuden i.d.R. durch eine separate Verbrennung von hochexergetischen Brennstoffen in Heizkesseln, obwohl zur Wärmeversorgung von Gebäuden ein niederexergetischer Energieeinsatz ausreichen würde (LowEx-Strategie). Historisch hat sich so ein Energieversorgungssystem herausgebildet, das durch ineffiziente Einzellösungen charakterisiert werden kann. Zusätzlich liegt das Problem der Fehlanpassung von Energieangebotsqualität und Energienachfragequalität vor bzw. der Nicht-Kongruenz von Exergieangebots-Profil und Exergienachfrage-Profil [1].

Evident sind im Falle des Einsatzes von Brennstoffen für energetische Zwecke das Zusammenwachsen und die integrierte Abstimmung der Energieinfrastrukturen für die drei Anwendungsbereiche. Dies läuft zum einen auf die gekoppelte dezentrale Erzeugung von Strom sowie die Abwärmenutzung im Gebäudebereich hinaus und zum anderen auf die Substitution des direkten Kraftstoffeinsatzes in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren durch die gekoppelte und/oder regenerative Stromerzeugung für Elektromobile.

Im Fokus dieses Beitrags stehen die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung zum einen und die gekoppelte Nutzung von Strom und Umweltwärme in Wärmepumpen zum anderen. Aus der Kombination dieser beiden Kopplungs-Technologien im Rahmen eines Systems der Elektro-Thermo-Verstärkung resultiert ein zusätzlicher Effizienzvorteil.

# 2 Kopplungsstrategien bei der Energieerzeugung und -nutzung

## 2.1 Gekoppelte Energieerzeugung - Kraftwärmekopplung

Eine Möglichkeit das Exergiepotential von Brennstoffen besser zu nutzen, ist die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)). Die Grundidee besteht darin, die bei der Stromproduktion in Wärmekraftmaschinen anfallende Abwärme systematisch zu nutzen. Ökonomisch betrachtet liegt eine Kuppelproduktion von Strom und Wärme vor. Das Grundprinzip und die wesentlichen Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung sind bereits seit einigen Jahrzehnten bekannt bzw. im Einsatz; es geht zum einen um eine breite Ausweitung des KWK-Einsatzes und zum anderen um die technologische Weiterentwicklung der KWK-Technologien sowie um Kostensenkung.

Bei einer Betrachtung möglicher KWK-Potentiale kommen drei große Anwendungsbereiche ins Blickfeld; wobei die meisten Potentialanalysen nur die erste Möglichkeit berücksichtigen:

1. Substitution aller thermischen Anlagen zur reinen Stromerzeugung,
2. Substitution aller thermischen Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung,
3. Substitution der mobilen Wärmekraftmaschinen in Fahrzeugen (PKW).

Eine spezielle Variante der KWK stellen Blockheizkraftwerke (BHKW) dar. BHKW sind flexibel hinsichtlich der verwendeten Brennstoffe, der Antriebsart, dem Einsatzbereich zur Raumheizungs- und Warmwassererzeugung oder zur Bereitstellung von Prozesswärme. Die technisch-wirtschaftlichen Potentiale für den KWK-Einsatz lassen sich auf immer mehr Objekte ausweiten; zunehmend geraten Mehrfamilienhäuser und neuerdings auch Einfamilienhäuser ins Blickfeld für mögliche Anwendungen solcher Mini- bzw. Mikro-BHKW.

Für die Marktdurchdringung einer Technologie sind die ökonomischen Aspekte ebenfalls relevant. Hierbei sind insbesondere die statischen und dynamischen Skaleneffekte interessant, die auch bei Energietechnologien auftreten. Die mit Zunahme der Leistung fallenden spezifischen Systemkosten unterliegen zugleich einer zeitlichen Dynamik, die sich graphisch in einer Verschiebung der Kostenkurve nach unten äußert (siehe Abb.1). Dieser aus dem Erfahrungskurvenkonzept ableitbare Zusammen-

hang wird durch die empirische Beobachtung konkreter Energietechnologien prinzipiell bestätigt.

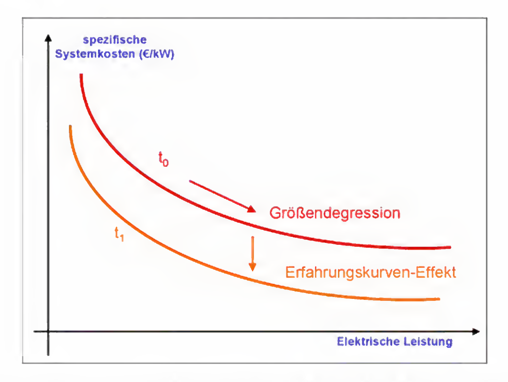



Abb.1: Statische und dynamische Skaleneffekte bei Energietechnologien (z.B. BHKW)

Außer von den Systemkosten hängt die Wirtschaftlichkeit in erster Linie von den relativen Energiepreisen für den Brennstoffbezug einerseits und die Stromeinspeisung andererseits ab. Auf der Brennstoffseite ist für BHKW insbesondere die Gaspreisentwicklung relevant und auf der Stromseite die Entwicklung der Einspeisevergütungen, die wiederum direkt an die Strompreisentwicklungen gekoppelt sind. Für Überlegungen zu der konkreten Ausgestaltung einer KWK-Strategie mit BHKW spielen zwei Aspekte eine besonders wichtige Rolle (siehe hierzu z.B. die Daten in [2]:

- Der elektrische Wirkungsgrad (und damit die Stromkennzahl) eines BHKW ist bei sehr kleinen Anlagen (Mikro- u. Mini-BHKW) deutlich geringer als bei mittleren und größeren Anlagen.
- Es liegt eine Kostendegression von Anlagen bei zunehmender Größe (Leistung) vor; Mikro-BHKW weisen sehr hohe spezifische Investitionskosten aus.

Dies gilt zumindest für BHKW auf Verbrennungsmotor-Basis. Inwieweit im Bereich dieser Kleinstaggregate bedeutsame weitere Kostensenkungen durch Erfahrungskurveneffekte erzielt werden können ist fraglich. Jedenfalls spricht einiges dafür, dass bei dieser Technologie die spezifischen Investitionskosten von Klein- und Kleinst-Aggregaten auch zukünftig deutlich über denen von mittleren und größeren Aggregaten liegen werden. Diese höheren Kosten für die Aggregate im Bereich der Mikro-KWK zur Versorgung von Einzelgebäuden (z.B. EFH) sind abzuwägen gegen höhere Infrastrukturkosten für die Wärmeverteilung bei größeren Anlagen, die mehrere Objekte versorgen. Darüber hinaus spielen weitere Aspekte wie stochastische Lastverteilung, räumliche Möglichkeiten, Speicher- und eine evtl. übergeordnete Netzinfrastruktur eine Rolle.

Anders könnte die Situation bei zukünftigen BHKW auf der Basis von Brennstoffzellen-Technologien aussehen. Neben dem generellen Problem, dass diese Technologien noch nicht marktreif sind, stehen sie bei ihrer Markteinführung noch am Anfang ihres Erfahrungskurvenzyklus. Aufgrund der völlig anderen technologischen Basis von Brennstoffzellen könnte sich zumindest mittelfristig eine geringere Ausprägung des Degressionseffektes ergeben. Sollte dies zutreffen, dann würde die Argumentation in Richtung dezentrale Mikro-KWK mittels Brennstoffzellen-BHKW gestärkt.

Mit Blick auf eine KWK-Investitionsstrategie ergibt sich ein Abwägungsproblem: Soll der Schwerpunkt eher im Bereich der spezifisch kostengünstigeren mittleren und größeren BHKW liegen oder bei den Mikro-BHKW, die bei späteren Ersatzinvestitionen einfacher gegen Mikro-Brennstoffzellen-BHKW ersetzt werden können? Generell erfordern Aussagen zu vorteilhaften Investitionsstrategien für leitungsgebundene Energien neben einer Beobachtung der allgemeinen Entwicklung verschiedener Optionen, besonders die Berücksichtigung der konkreten regionalen bzw. lokalen Situation.

BHKW erfordern den Betrieb eines Gasnetzes; einige Gründe sprechen dafür, dass es zumindest bei bestimmten Siedlungstypen auch noch auf längere Sicht vorteilhaft ist, Gasnetze zu betreiben:

1. In städtischen Siedlungsparzellen mit einem hohen Anteil alter Bausubstanz ist aus bautechnischen und wirtschaftlichen Gründen nur ein eingeschränkter Wärmeschutz möglich; dies gilt insbesondere für denkmalgeschützte Gebäude. Insofern verfügen diese Gebäude auch zukünftig noch über einen beträchtlichen Heizenergiebedarf. Daher wäre hier ein Mindestdurchsatz für Gas- und/oder Wärmenetze gegeben.

2. Mit Bio(Erd)gas wird mittelfristig eine regenerative Ressource bereit stehen.
3. Längerfristig ist eine Gasinfrastruktur auf der Basis von regenerativ erzeugtem Wasserstoff bzw. synthetischem Methan eine Option.

Insofern entwickelt sich der Brennstoff Gas zu einer Basis- bzw. Schlüsselressource, wobei speziell Erdgas als Brückenressource bzw. als „Brückenbrennstoff" fungiert. Parallel wird die KWK zum wichtigen Glied einer gasbasierten Infrastruktur und daher zu einer Schlüsseltechnologie [3].

## 2.2 Kopplungsstrategie bei der Energienutzung – Wärmepumpen

Analog bzw. spiegelbildlich zur Kraft-Wärme-Kopplung kann auch die elektrische Wärmepumpen-Technologie als Kopplungs-Technologie gesehen werden, bei der die erzeugte Nutzwärme aus zwei verschiedenen Quellen (Strom u. Umgebungswärme) stammt; ebenfalls analog zur KWK liegt in dieser Kopplung ein entscheidender Effizienzvorteil.

Die lange verbreitete Skepsis bzw. Ablehnung, die diese Technologie in einigen Kreisen erfahren hat, und in Einzelfällen bis heute noch erfährt, beruht zumindest teilweise auf der negativen Einschätzung des dualen Charakters der Wärmepumpe. So wurde insbesondere die Notwendigkeit des Einsatzes ökologisch problematischer Primärenergieträger zur Erzeugung der für den Wärmepumpenbetrieb erforderlichen Elektrizität kritisiert. Tatsächlich war diese Kritik in den Anfangsjahren auch berechtigt. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades der Stromerzeugung, unzuverlässiger Wärmepumpen-Aggregate sowie suboptimaler Anlagen- und Nutzungskonzepte haben die frühen Wärmepumpenanlagen nicht oder kaum zur Primärenergieeinsparung beigetragen. Unter diesen suboptimalen Bedingungen konnte die Schlüsseltechnologie Wärmepumpe ihren potentiellen Effizienzvorteil nicht ausspielen.

In den letzten Jahren hat sich jedoch die Situation grundlegend gewandelt. Sowohl die Technologie an sich als auch die Anlagen- und Nutzungskonzepte wurden deutlich verbessert. So ergeben sich für sachgerecht konzipierte und sorgfältig ausgeführte Wärmepumpensysteme i.d.R. sowohl positive Energie- als auch Emissionsbilanzen [4]. Nicht nur aufgrund dieser aktuellen Situation sollten die Möglichkeiten des verstärkten Einsatzes der Wärmepumpentechnologie, insbesondere zur Beheizung von Wohnungen, als sowohl energetisch als auch ökologisch fortschrittliche Lösung anerkannt werden.

Für eine innovationsorientierte Betrachtung ist es wichtig die verschiedenen Komponenten des Wärmepumpen-Gesamtsystems als eigene Teilsysteme zu betrachten, die jeweils für sich als auch in ihrem Zusammenwirken noch beträchtliche Optimierungs- und damit Innovationspotentiale aufweisen. Entsprechend kann man zwischen dem eigentlichen Wärmepumpensystem, dem Wärmequellensystem und dem Wärmenutzungssystem (im hier betrachteten Kontext i.d.R. ein Gebäude) unterscheiden. Bei einer nochmals erweiterten Betrachtung ist auch das Stromerzeugungssystem mit einzubeziehen. Abb. 2 stellt die Teilsysteme sowie die jeweiligen Optimierungspotentiale dar [3].

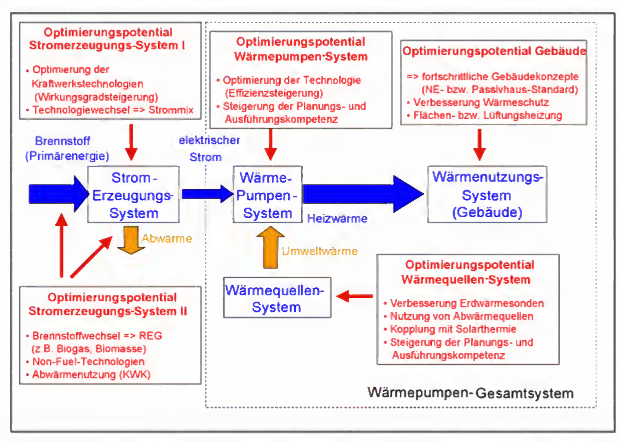



Abb. 2: Gesamtsystem der Wärmepumpenanwendung und Optimierungsmöglichkeiten

Ein Blick auf die verschiedenen Optimierungspotentiale des Gesamtsystems offenbart die vielfältig bestehenden wechselseitigen Abhängigkeiten. So lässt sich die Effizienz der Wärmepumpenanwendung nicht nur durch den technologischen Fortschritt bei der eigentlichen Wärmepumpentechnologie steigern, sondern insbesondere auch durch die Etablierung fortschrittlicher Gebäudekonzepte und durch Weiterentwicklungen bei den Wärmequellen-Systemen. Insoweit diese Teilsysteme innerhalb eines Gebäude-

komplexes eine Einheit bilden, gibt es zusätzliche Wechselwirkungen zwischen Gebäudesystem und Wärmequellensystem; beispielsweise durch die Möglichkeit das Wärmequellensystem mit Abwärmeströmen aus dem Gebäude zu kombinieren oder überschüssige Solarwärme zwischen zu speichern. Darüber hinaus kommt es aufgrund dieser vielfältigen Wechselwirkungen auf eine Steigerung der Planungs- und Ausführungskompetenzen bei den beteiligten Fachplanern und ausführenden Handwerksbetrieben an. Insbesondere der Gewerke übergreifenden Kompetenzen sollte dabei ein besonderes Augenmerk gelten.

Hinsichtlich der primärenergetischen und ökologischen Gesamtbilanz der Wärmepumpenanwendung spielt das vorgelagerte Stromerzeugungssystem eine wichtige Rolle. Optimierungspotentiale bei diesem System zielen in zwei Richtungen: Wirkungsgradsteigerungen und Technologiesubstitutionen bewirken eine Verminderung des spezifischen Primärenergieeinsatzes und damit auch eine Emissionsreduktion. Brennstoffsubstitutionen können weitere Klimagasreduktionen auslösen. Zusätzlich lässt sich die Gesamtbilanz durch die Möglichkeit der KWK-Strom- u. Wärmeproduktion verbessern.

Eine Verdichtung dieser Überlegungen kann wie folgt formuliert werden: Die primärenergetische und ökologische Gesamtbilanz der Wärmepumpe lässt sich sowohl durch Innovationen im Stromerzeugungssektor (Technologiesubstitution, Wirkungsgradsteigerung und Kopplung) als auch durch Innovationen im Wärmepumpen-Gesamtsystem (Erhöhung der Jahresarbeitszahlen) verbessern. Es ist naheliegend, dass die beiden Möglichkeiten in unterschiedlicher Weise miteinander kombiniert werden können.

# 3 Kombination der gekoppelten Energieerzeugung und -nutzung

In einschlägigen Studien zu den verschiedenen Möglichkeiten der Wärmeversorgung von Objekten werden BHKW und Wärmepumpen i.d.R. als Konkurrenztechnologien betrachtet. Damit wird die Möglichkeit der kombinativen Ergänzung (Komplementär-Technologien) der beiden Optionen ausgeblendet. Eine solche Kombination liegt vor, wenn zur Stromversorgung einer Wärmepumpe Strom zum Einsatz kommt, der in

einer KWK-Anlage erzeugt wurde; es geht dabei um Elektro-Thermo-Verstärkung (ETV).

Für die unterschiedlichen Varianten des Brennstoffeinsatzes lassen sich die Gesamtnutzungsgrade bzw. die Brennstoffeffizienz berechnen und darstellen. Der Nutzungsgrad der elektrischen Direktheizung entspricht dem Wirkungsgrad der Stromerzeugung; der Nutzungsgrad der Brennstoff-Direktheizung wird mit 100 % angenommen. Für die reine Wärmepumpenheizung (WP) und die Kombination von Kraftwärmekopplung und Wärmepumpe (KWK-WP) zeigt Abb. 3 die Verläufe der jeweiligen Nutzungsgrade in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Stromerzeugung (für JAZ = 2 bzw. 4 und $\eta_{KWK} = 0{,}9$).

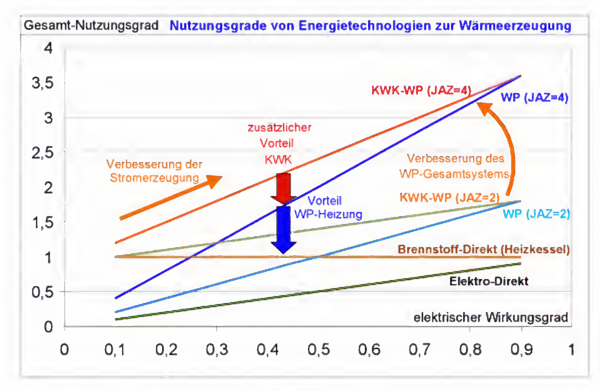



Abb. 3: Nutzungsgradverläufe verschiedener Technologien zur Wärmeerzeugung [3]

Es ist zu erkennen, dass die Kombination von Kraftwärmekopplung und Elektro-Wärmepumpe die effizienteste Möglichkeit der Brennstoffnutzung zu Wärmezwecken darstellt. Daraus ergeben sich einige Schlussfolgerungen:

1. Der Vorteil der Wärmepumpenanwendung hängt vom erreichbaren Systemnutzungsgrad ab. Eine Verbesserung des Systemnutzungsgrads bzw. des WP-Gesamtsystems (hier eine Verdoppelung der Jahresarbeitszahl von 2 auf 4) bewirkt in der Graphik eine Drehung der beiden Nutzungsgradgeraden des WP- bzw. KWK-WP-Systems nach oben; die Geraden werden steiler. Je höher der Systemnutzungsgrad, desto größer ist der Vorteil der WP-Anwendung gegenüber der konventionellen Brennstoff-Nutzung.

2. Der Vorteil der Wärmepumpenanwendung gegenüber der konventionellen Brennstoff-Nutzung steigt c.p. linear mit dem Wirkungsgrad der Stromerzeugung an (Bewegung entlang der Nutzungsgeraden). Eine Verbesserung der Stromerzeugung durch Steigerung des Wirkungsgrades erhöht somit den Vorteil der WP-Heizung.

3. Bei einer kombinierten Verbesserung sowohl der Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung als auch des Systemnutzungsgrads der WP-Anwendung ist langfristig eine Verdreifachung der Brennstoffausnutzung zum Zweck der Wärmeerzeugung möglich.

4. Der zusätzliche Vorteil der Abwärmenutzung bei der Stromerzeugung (KWK) gegenüber der reinen WP-Lösung wird mit zunehmendem Wirkungsgrad der Stromerzeugung immer geringer.

Für verschiedene Kombinationen von Varianten der Stromerzeugung und der Wärmepumpentechnologie sind die Brennstoff-Nutzungsgrade nachfolgend dargestellt [3].

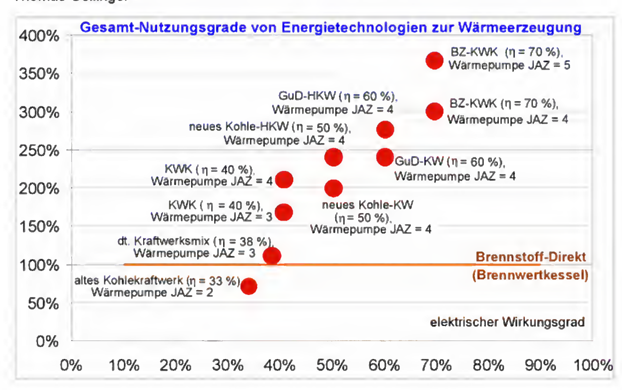



Abb. 4: Beispiele für Brennstoff-Nutzungsgrade

Während bei der Kombination von Stromerzeugung in einem älteren Kohlekraftwerk mit einem ungünstigen Wärmepumpen-Anwendungssystem (z.B. bei älteren, energetisch nicht sanierten Gebäuden mit hohem Heizleistungsbedarf und entsprechend hohen Vorlauftemperaturen) nur ein Nutzungsgrad von 66 % erzielt werden kann, der somit unter dem Nutzungsgrad des Vergleichssystems (Brennwertkessel) liegt, können bereits aktuelle modernere Technologiekombinationen erheblich bessere Nutzungsgrade erzielen; dies gilt verstärkt für potentielle zukünftige Technologien. So beträgt der Nutzungsgrad bei einer Stromerzeugung in modernen GuD-Kraftwerken und einem Wärmepumpensystem mit einer Jahresarbeitszahl von 4 (z.B. bei Niedertemperaturheizungen in Niedrigenergiehäusern) bereits 240 %; unter Nutzung zukünftiger Brennstoffzellen-Technologien (BZ-KWK) erscheinen potentielle Nutzungsgrade von über 350 % möglich.

# 4 Strategien der KWK-WP-Kombination

## 4.1 Rolle als Verbund- u. Speichertechnologie

In den obigen Überlegungen zu den verschiedenen Kopplungs- und Verbundmöglichkeiten wurde bisher ausgeblendet, dass für die Frage der Wirtschaftlichkeit und der konkreten Dimensionierung einer KWK-Anlage für ein bestimmtes Objekt, das zeitliche Nachfrageprofil (Jahresdauerlinie) eine wichtige Rolle spielt. Nur ein Teil des Wärmebedarfs wird über die KWK-Wärme gedeckt; die Spitzenlastabdeckung bzw. die Anpassung an die zeitlich variable Nachfrage erfolgt i.d.R. über einen Spitzenlastkessel. Bei der hier im Vordergrund stehenden Thematik der Einbindung der KWK in einen Energieverbund, spielt dieser Aspekt jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Denn durch die Verbund-, Kopplungs- und Speichermöglichkeiten lassen sich die Erzeugungs- und Lastprofile auch im Wärmebereich innerhalb einer bestimmten Bandbreite beeinflussen, so dass sich durch die hierdurch induzierte längere Jahresnutzungsdauer zum einen ein höherer KWK-Wärmebeitrag ergibt (unter günstigen Umständen kann ein Spitzenkessel sogar entfallen) und zum anderen die Wirtschaftlichkeit dieser Anlage verbessert wird.

Wesentlich ist die Unterscheidung von integrierter und separierter Verbundlösung (siehe Abb. 5). Gedanklich wird bei der separierten Verbundlösung die Systemgrenze für die Energiebilanzierung über das zu versorgende Objekt bzw. über die starre Kopplung von KWK und Wärmepumpe hinaus verschoben. Im Kontext der Einbindung von einzelnen Systemkomponenten (KWK-Anlage, Wärmepumpe) in einen Energieverbund mit Strom- und evtl. Wärmenetz existiert die Systemgrenze nur noch virtuell. Für die energetische Vorteilhaftigkeit der Wärmepumpe kommt es nur darauf an, dass der Stromeinsatz bilanziell der Stromproduktion durch die KWK-Anlage zugerechnet werden kann [3].

Bei einer separierten Kombination von KWK und Wärmepumpentechnologie bestehen flexiblere Möglichkeiten der Energienutzung als bei der integrierten Kombination:

1. Die Nutzwärme A aus der KWK-Stromerzeugung lässt sich in einem Puffer-Speicher mindestens kurzfristig zwischenspeichern. Dadurch ist eine KWK-Stromproduktion bei hoher Stromnachfrage ohne gleichzeitige Wärmenachfrage möglich.
2. Bei einem Stromüberschuss (z.B. bei hoher Solar- oder Windstromproduktion) kann dieser unter Nutzung eines Pufferspeichers mittels der Wärmepumpe in Nutzwärme B umgewandelt werden, ohne dass ein gleichzeitiger Wärmebedarf besteht.
3. Steht Überschusswärme aus volatilen Wärmequellen zur Verfügung, z.B. aus Solarthermie oder aus industrieller Abwärme, kann diese unter Stromeinsatz mit der Wärmepumpe in die speicherbare Nutzwärme B umgewandelt werden.

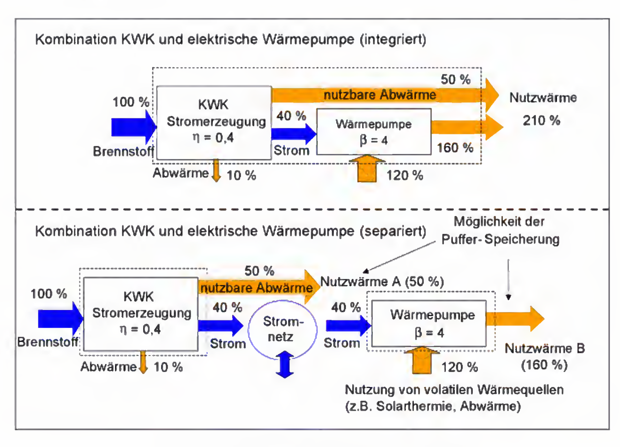



Abb. 5: Varianten der KWK-WP-Kopplung

Wärmespeicher stellen bereits in Kombination mit KWK-Systemen eine Möglichkeit zur Erhöhung der Effizienz und der Wirtschaftlichkeit dar; insbesondere bei der Versorgung mehrerer Objekte im Verbund. In Kombination mit elektrischen Wärmepum-

pen und dem zunehmenden temporären Stromüberangebot aus regenerativen Quellen (Wind, PV) sind sie ein wichtiger Baustein im Energie- und Innovationsverbund. Sie ermöglichen über die räumliche Entkopplung hinaus auch eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nachfrage. Im Hinblick auf die Verbund- und Kopplungsmöglichkeiten im Rahmen eines größeren Energieverbundes wäre die separierte Kombination von KWK-Stromerzeugung und elektrischer Wärmepumpe somit die vorteilhaftere Lösung.

Die Verbund- und Speichermöglichkeiten stellen im Kontext der energiewirtschaftlichen und innovationspolitischen Entwicklungen eine wichtige „Strategische Ressource" dar, die eine besondere Beachtung verdient. Insbesondere die Tatsache, dass im technologieübergreifenden Energie-Verbund die Notwendigkeit zur synchronen Strom- und Wärmeerzeugung bzw. zum synchronen Strom- und Wärmeverbrauch (zumindest teilweise) entfällt und sich daraus auch eine Erhöhung der Jahresnutzungsdauer ergibt, prädestiniert die separierte KWK-WP-Kombination dazu, eine Schlüsselrolle bei der brennstoffbasierten Strom- und Wärmeerzeugung einzunehmen (Innovationssynergie).

## 4.2 Ausbaustrategien

Von den Kritikern des verstärkten Einsatzes von Elektro-Wärmepumpen wird insbesondere die (vermeintlich) ungünstige Energiebilanz aufgrund des aktuellen Strommixes ins Feld geführt. U.a. wird auf die aktuell überwiegende Grundlastbereitstellung durch Kern- und Kohlekraftwerke verwiesen, wodurch die mit diesem (ökologisch problematischen) Strom betriebenen Wärmepumpen in einem ungünstigen Licht erscheinen. Vor dem Hintergrund der obigen Ausführungen erweist sich diese Argumentation als kontraproduktiv für einen Pfadwechsel. So ist insbesondere zu bedenken, dass in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem auf der Basis von REG und KWK die Situation ganz anders zu bewerten ist. Eine Ausbaustrategie kann darin bestehen, parallel zur Ausweitung der Stromerzeugung aus REG und KWK vermehrt Elektro-Wärmepumpen zur Wärmeversorgung geeigneter Gebäude einzusetzen, bevorzugt in Neubaugebieten in denen sich aufgrund des geringen Wärmebedarfs kein Investor für Gas- oder Wärmenetze findet.

Es stellt sich die Frage welche Entwicklungspfade dabei beschritten werden können und welche Konsequenzen daraus folgen. Ausgehend vom heutigen Brennstoff-

Nutzungsgrad in einem konventionellen Vergleichssystem bzw. einer suboptimalen Wärmepumpenanwendung in herkömmlichen Gebäuden eröffnen sich in Richtung zukünftig möglich erscheinender Nutzungsgrade idealtypisch drei verschiedene Entwicklungspfade. Dies lässt sich an Hand von Abb. 6 erörtern, in der die potentiellen Pfade der Effizienzsteigerung als Trajektorien dargestellt sind.

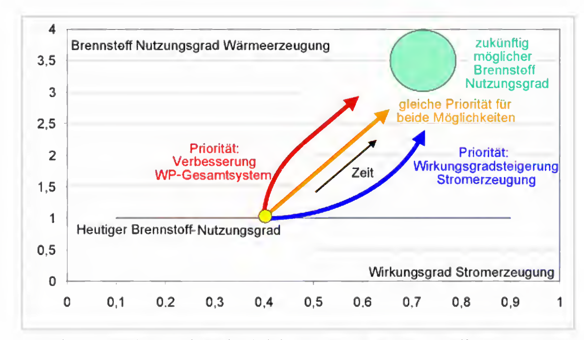



Abb. 6: Potentielle Trajektorien bei der Steigerung des Brennstoff-Nutzungsgrads

Bei einem Pfad liegt die Priorität in einer ersten Phase zunächst auf der Verbesserung des Wärmepumpen-Gesamtsystems, insbesondere hinsichtlich der Anwendung in Gebäuden. Dies läuft auf eine forcierte Sanierungs- und Modernisierungsstrategie im Gebäudebereich hinaus. Mit den Fortschritten bei der Wirkungsgradsteigerung der Stromerzeugung schreitet dieser Pfad in weiteren Phasen weiter. Für diesen Pfad würde sprechen, dass die technologischen Möglichkeiten für umfangreiche Sanierungen einer hohen Zahl von Gebäuden als marktreife bzw. -gängige Produkte vorliegen.

Eine Umkehrung der Prioritäten, bei der zunächst die Wirkungsgradsteigerung bei der Stromerzeugung im Vordergrund steht, markiert einen anderen möglichen Entwicklungspfad. Zu erreichen wäre eine solche Entwicklung durch den raschen Umstieg auf höhereffiziente Gaskraftwerke (GuD) bei der Stromerzeugung. Über die bei dieser Technologie derzeit möglichen Wirkungsgrade (ca. 60 %) hinausgehende wei-

tere Steigerungen sind dann nur über einen längeren Zeitraum möglich, da die entsprechenden Technologien erst noch weiterentwickelt werden müssen. Schließlich besteht eine dritte Pfadmöglichkeit darin, beide Möglichkeiten mit gleicher Priorität zu verfolgen. Eine Erneuerung des Kraftwerkparks mittels effizienteren Kraftwerken wird durch eine gesteigerte energetische Sanierung von Gebäuden begleitet. Aufgrund der Restriktionen die bei den anderen beiden Pfaden zu beachten sind, erscheint dies die am ehesten zu realisierende Möglichkeit.

## 5 Ergebnis und Ausblick

Vor dem Hintergrund des Phänomens der Pfadabhängigkeit ergibt sich die Notwendigkeit verschiedene Pfadalternativen zu betrachten und im Bewusstsein der Beeinflussung zukünftiger Optionen durch die aktuelle Entscheidung für eine bestimmte Energietechnologie bzw. -infrastruktur pfadrelevante Argumente in die Entscheidungskriterien einfließen zu lassen. Im Hinblick auf die Zielsetzung einer exergieeffizienten Brennstoffnutzung bzw. einer weitgehenden Nutzung regenerativer Energien stellt sich die Frage, welche zu etablierenden Energie-Infrastrukturen eine weitere (zukünftige) Innovationsstufe am wenigsten behindern und daher auch für die Akteure das Innovationsrisiko minimieren.[4]

Aus heutiger Perspektive ist dies die KWK-WP-Kombination auf Erdgasbasis. Die hierbei zum Einsatz kommende Infrastruktur bereitet den Weg vor für zukünftige modernere Lösungen: Erdgas könnte zukünftig stärker durch Biogas ersetzt werden, Gasmotor-BHKW durch Brennstoffzellen-BHKW und Wärmenetze werden entweder weiterhin benötigt zur direkten (Nahwärme) oder indirekten (über Wärmepumpen) Wärmelieferung oder können nach der Abschreibungsfrist stillgelegt werden. Sollte es langfristig möglich sein, auch aus REG-Strom gewonnenen Wasserstoff und/oder synthetisches Methan als bedeutende Energieträger (Transport- u. Speichermedium) einzusetzen, wäre diese Infrastruktur ebenfalls eine mögliche Pfadoption.

Die Vision einer vollständig brennstofffreien Energieversorgung auf der Basis regenerativer Energien (Non-Fuel-REG) erscheint aus heutiger Perspektive auf Jahrzehnte hinaus kaum realisierbar; zumindest als Transport- u. Speichermedium ist der Brennstoff Gas noch lange erforderlich. Daher stellen Bemühungen zur Optimierung des gasbasierten Energieeinsatzes auch weiterhin eine wichtige strategische Option dar.

## Literaturverzeichnis

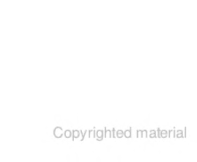
[1] Göllinger, T.: Strategien für eine nachhaltige Energiewirtschaft. Aachen 2001.

[2] ASUE (Hrsg.): BHKW Kenndaten 2011. Essen 2011.

[3] Göllinger, T.: Gekoppelte Energieerzeugung und -nutzung als energiewirtschaftliche Innovation.
IöB-Arbeitspapier Nr. 47, Siegen 2008.

[4] Miara, M. et al.: Wärmepumpen-Effizienz. Freiburg 2011.

[5] Göllinger, T.: Systemisches Innovations- und Nachhaltigkeitsmanagement. Marburg 2011.



# Gebäudeintegrierte Mini-KWK bei strompreis-geführter Betriebsweise

## Modellierung von Mini-KWK und ihrer Gebäudeintegration, Optimierung einer strompreisgeführten Kontrollstrategie, techno-wirtschaftliche Bewertung und Perspektiven

Dipl.-Ing. (FH) Editha Kötter, Dipl.-Ing. David Colomar

*European Institute for Energy Research (EIFER),*
*Emmy-Noether-Str. 11, 76131 Karlsruhe, Deutschland,*
*E-mail: koetter@eifer.org, Telefon: +49(0)721/61051330*

## Kurzfassung

Strompreisgeführte Kontrollstrategien stellen ein innovatives Vermarktungskonzept für Mini-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) dar. Hierbei werden dezentrale, gebäudeintegrierte Mini-KWK Anlagen entsprechend dem Strompreis der Europäischen Energiebörse (EEX) betrieben, im Gegensatz zur wärmegeführten Betriebsweise. Das Konzept verbessert als virtueller Kraftwerksverbund den Ausbau regenerativer Energien. Mit dem Modell, auf Basis von Matlab-Simulink, wird das physikalische Zusammenspiel der technischen Komponenten dynamisch simuliert. Dies stellt eine Erweiterung zu bestehenden Modellen dar. Dabei wird auf Verluste und Wirkungsgrade, in Abhängigkeit von Betriebsphase und Rücklauftemperatur eingegangen. Dazu wurde auf Labordaten zurückgegriffen. Für eine repräsentative Wärmelastkurve wurden sowohl die VDI Referenzprofile, als auch die Methodik des BDEW angewandt. Schaltstrategien wurden erarbeitet und verglichen. Vergleichsszenarien wurden modelliert, simuliert und optimiert. Dabei konnte gezeigt werden, dass die optimierte Kontrollstrategie den durchschnittlichen Stromverkaufspreis um 25 % erhöht. Schaltstrategie, Speichergröße und Wirtschaftsfaktoren wie Bonuszahlungen beeinflussen die Rentabilität wesentlich. Im Referenzszenario beträgt die Amortisationszeit zehn Jahre. Dargestellt werden das Vermarktungskonzept und die Modellierung, sowie die Hauptergebnisse der Simulation und eine Sensitivitätsanalyse.

## Stichworte

Mini-KWK, Strompreisgeführte Kontrollstrategie, virtuelles Kraftwerk, Speicher, Simulink

# 1 Einleitung

Das Europäische Institut für Energieforschung (EIFER) testet seit 2002 verschiedene Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) im Labor und im Feld. Dadurch können die wichtigsten Stärken und Schwächen der verschiedenen Technologien und der Bedarf für technische Weiterentwicklungen identifiziert werden. Besonderes Interesse weckt das Vermarktungskonzept der Strompreisführung für Mini-KWK im Gegensatz zur Wärme- oder Stromführung. Wegen der hocheffizienten Brennstoffnutzung wird KWK von der Bundesregierung gezielt gefördert, allerdings wird bei klassischer Betriebsführung das Potenzial für die Bereitstellung von Ausgleichenergie nicht genutzt. Bei der Wärmeführung wird die Anlage im Verhältnis zum Wärmebedarf derartig klein dimensioniert, so dass eine hohe Anzahl von Jahresbetriebsstunden entsteht. Dabei werden Verbrauchspitzen meist mit einem zusätzlichem Heizgerät abgedeckt. Der dabei entstehende Strom wird vom Betreiber selbst verbraucht oder ohne Vorhersage in das öffentliche Netz eingespeist. Dabei wird die Anlage ohne Berücksichtigung von der aktuellen Netzbelastung betrieben.

Die Regulierbarkeit von Mini-KWK könnte allerdings genutzt werden, um einen höheren Anteil regenerativer Energie im „Strommix“ unter zubringen, z.B. als Ausgleichsenergie für schwankende Wind- und Solarerzeuger. Dies könnte durch die Strompreisführung und die damit verbundene Teilnahme an der Europäischen Energiebörse (EEX) erzielt werden. Gleichzeitig wird ein ökonomischer Vorteil durch die Erhöhung des durchschnittlichen Verkaufspreises des Stroms bei der Einspeisung ins Stromnetz erwartet. Dieser Effekt muss mit der negativen wirtschaftlichen Auswirkung durch eine kleinere Anzahl von Betriebsstunden, die mit der Spitzenlastkraftwerksstrategie verbunden ist, verglichen werden. Um die Produktionszeiten von dem Wärmebedarf zu entkoppeln, wird ein Wärmespeicher in die Haustechnik integriert. Dazu wurde untersucht, wie sich die Entkopplung und die Dimensionierung des Speichers auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage auswirken.

## 2 Konzept

Installiert werden sollen Mini-KWK-Anlagen im Wohngebäudebereich, wobei alle technischen Komponenten bis zur Wärmeabnahme hinter dem Speicher im Besitz des Anbieters bleiben. Es wird mit dem Kunden ein Wärmeliefervertrag abgeschlossen. Einerseits soll der gesamte Wärmebedarf durch die KWK-Anlage gedeckt werden, andererseits der produzierte Strom vollständig in das Netz eingespeist und auf der EEX vermarktet werden. Da sich die Betriebsführung und die Speicherverluste ausschließlich auf die Einnahmen des Anbieters auswirken, wurde die Untersuchung aus dessen Sicht durchgeführt. Der Referenzwärmebedarf entspricht mit 60 MWh/a dem Bedarf kleinerer Mehrfamilienhäuser. Die installierte Leistung des Mini-KWK liegt bei 20 $kW_{el}$ und 35$kW_{th}$. Aufgrund dieser Größenverhältnisse ergibt sich eine kleinere Anzahl von Betriebsstunden, als bei einer klassischen Dimensionierung. Ziel der strompreisgeführten Regelstrategie ist die Verschiebung der Produktion zu den jeweils besten Preisen. Somit wirkt sich eine geringe Anzahl von Jahresbetriebsstunden positiv auf das Konzept aus.

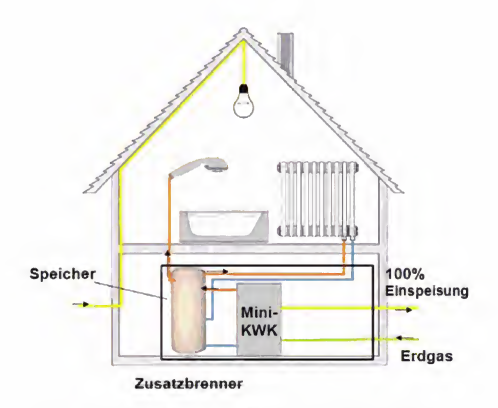



Abb. 1: Schematischer Aufbau der technischen Komponenten

An der EEX gibt es unterschiedliche Handelsplattformen. Zunächst wurde die Optimierung der Regelung hinsichtlich des „Day Ahead" Marktes (Spotmarktes für Einzelstunden) durchgeführt. Dabei sind verschiedene Handelsregeln zu beachten, die die Rahmenbedingungen für die Regelungsstrategie bilden. Der Handel erfolgt in Leistungsschritten von 0,1 MW innerhalb einer Handelsstunde [1]. Um den minimalen Volumenschritt zu erreichen, ist es notwendig, eine größere Menge von Anlagen mit nur 20 $kW_{el}$ zu einem virtuellen Kraftwerkspark zusammen zu schließen. Es wird daher davon ausgegangen, dass eine Teilnahme ab einer Größe von 100 Anlagen technisch möglich ist. Die Höhe der Förderung für KWK-Anlagen (KWK-Bonus), die von der Anlagengröße abhängt, bleibt aber trotzdem bei der höchstmöglichen Förderung von 5,11 ct/kWh über die Dauer von zehn Jahren, da die Einzelanlagen des virtuellen Kraftwerks auf Grund geografischer Distanz nicht als Kraftwerksverbund eingestuft werden können [2]. Der Handel wird täglich für den darauffolgenden Zeitraum von 24 Stunden abgeschlossen. Dabei muss die Vorhersage für die Anzahl der Betriebsstunden möglichst genau sein. Die Bestimmung der Betriebszeiten erfolgt immer für den Zeitraum von 24 Stunden.

Die Regelstrategie der Betriebsführung besteht darin, die Anzahl an Tagesbetriebsstunden möglichst genau zu kennen und diese dann in die Zeiten der höchsten Börsenpreise zu verschieben. Der durchschnittliche Börsenpreis, der dabei erzielt werden kann, sinkt bei einer größeren Anzahl an Betriebsstunden. Interessant ist also das Verhältnis zwischen einer hohen Auslastung und einem hohen, an der Börse erzielten Durchschnittspreis.

Gleichzeitig stellt sich die Frage nach der optimalen Speichergröße. Beim Vergleich der durchschnittlichen Strompreisverteilung am Spotmarkt über ein Jahr mit der typischen Verteilung des Wärmebedarfs eines Mehrfamilienhauses, gemäß VDI-Richtlinie 4655, fällt auf, dass der Spitzenbedarf für Wärme im Tagesprofil einige Stunden vor den Zeiten der höchsten Strompreise liegt. Dies bedeutet, dass sich schon mit Über-Nacht-Wärmespeicherung ein klarer Effekt im erzielten Durchschnittspreis einstellen müsste.

# 3 Modell

Um die geschilderten Fragestellungen zu beantworten, wurde auf Basis von Matlab-Simulink ein Modell erstellt. Bei einer Schrittgröße von fünf Minuten werden über den Zeitraum von einem Jahr elektrische und thermische Energieerzeugung, Speichertemperatur, Verluste und Anlagenverhalten simuliert. Wichtiger Input ist hierbei das thermische Lastprofil. Für das Modell konnten bei der Erstellung der Wärmelastkurve die Vorteile von zwei unterschiedlichen Methoden zur Entwicklung eines Wärmeverbrauchsprofils vereint werden. Zunächst wurde die Methode zur Erstellung von Standartlastprofilen nach dem Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft umgesetzt. Dabei wird in mehreren Schritten ein Verbrauchsprofil in Abhängigkeit der Außentemperatur erstellt. Da die Preisentwicklung auf dem Spotmarkt ebenfalls außentemperaturabhängig ist, können Verschiebungseffekte ausgeschlossen werden. Preis- und Wärmelastkurve beziehen sich jeweils auf das Jahr 2009. Das vorgegebene Tagesprofil nach dieser Methode ist dabei so abgeflacht, dass es dem Profil von über 100 Haushalten entspricht. Somit geht der Spitzenlastbedarf von einzelnen Haushalten verloren. Für die genannten Bedingungen ist das Profil somit nicht ausreichend ausgeprägt. Allerdings konnten die Tagesprofile der VDI-Richtlinie 4655 in die Berechnungsmethodik eingebettet werden. Der Vorteil der VDI-Profile liegt in ihrer Repräsentativität. Es handelt sich um tatsächlich gemessene Wärmelastkurven, die einem Durchschnittsprofil ähneln. Dazu erfolgte eine Unterteilung in typische Tage entsprechend den Witterungsbedingungen. Angegeben ist die gemessene Lastkurve, die dem durchschnittlichen Profil des typischen Tages am nächsten kommt. Hierbei gibt es Profile, die dem Verbrauch kleiner Mehrfamilienhäuser entsprechen. Damit ist ausgeschlossen, dass Verbrauchsspitzen durch Mittelung abflachen. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass die ermittelte Speichergröße ausreichend ist, um Spitzenbedarfe abzudecken.

Bei der Modellierung der KWK-Anlage wurde auf Ergebnisse von Labor- und Feldversuchen realer Anlagen zurückgegriffen. Berücksichtigt wurden die Minderung des elektrischen Wirkungsgrades bei einem Kaltstart sowie die Verschiebung der thermischen Energieproduktion in Abhängigkeit der Betriebsphase. Außerdem wurden Funktionen implementiert, die Veränderungen des thermischen Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur berücksichtigen. Auf die theoretische Berechnung erfolgte die Anpassung hinsichtlich tatsächlich gemessener Bedingungen, was den Einfluss der Speichertemperatur und der Kaltstarts auf das Gesamtsystem gewährleistet. Im Modell des Speichers wurden die thermischen Verluste des Spei-

chers in Zusammenhang mit dem Speicherfüllstand und der Kellertemperatur dynamisch berechnet.

Die Reglung der KWK Anlage ist zum einen in Abhängigkeit von thermischen Schalthysteresen, also von der maximalen und minimalen Speichertemperatur, wodurch die Erfüllung des Wärmeliefervertrags gewährleistet wird. Zum anderen ist sie abhängig von den Preisen der EEX. In Übereinstimmung mit den Handelszeiträumen an der EEX, wird die Regelstrategie für den Zeitraum von 24 Stunden neu angepasst. Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der thermische Bedarf des folgenden Tages bekannt ist. Dabei verschiebt die Regelungsstrategie die Betriebsstunden, die zur Deckung des thermischen Bedarfs eines Tages benötigt werden, in die Stunden, an denen die besten Preise des Tages liegen. Ergebnis der Simulation ist auch die Ermittlung der Anzahl der befehlsgeführten Betriebsstunden, die sich aufgrund des EEX Preises und nicht wegen der physikalischen Temperaturgrenzen des Speichers ergeben haben.

# 4 Ergebnisse

Mit den gewählten Voraussetzungen amortisiert sich eine Anlage in einem Zeitraum von etwa zehn Jahren.

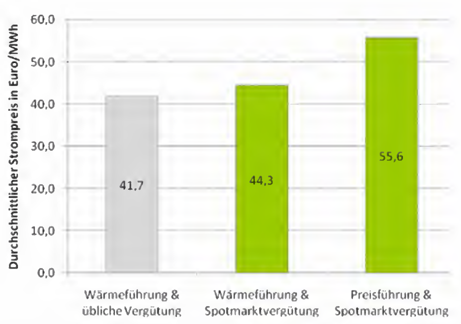



Abb. 2: Durchschnittlicher Strompreis in Abhängigkeit der Betriebsführung

Dargestellt in Abb. 2 ist der beim Stromverkauf erzielte durchschnittliche Preis bei gleichem Wärmeverbrauch. Die übliche Vergütung von KWK-Anlagen, sofern nicht am Spotmarkt teilgenommen wird, basiert auf einem Grundpreis, der einer Mittelung der Spotmarktpreise über das Quartal entspricht. Es steigt der durchschnittliche Preis durch die Regelstrategie bei Teilnahme am Spotmarkt gegenüber der üblichen Vergütung um 33 %. Gegenüber der Wärmeführung, bei hypothetischer Marktteilnahme, steigt der Preis durch die Reglungsstrategie um 25 %. Mit der Betriebsführung entsprechend der Marktpreise kann ein Durchschnittspreis von 55,6 €/MWh erzielt werden. Das bei vorherigen Betrachtungen erwartete maximale Ergebnis liegt mit 56.6 €/MWh nur knapp über dem erzielten Ergebnis, was die Wirksamkeit der Reglung bestätigt.

Untersucht wurde der Einfluss der Speicheranzahl und damit einhergehend der Speichermasse auf die Wirtschaftlichkeit des Systems und die Auswirkung auf die Regelstrategie. Dargestellt in Abb. 3 ist der Anteil der Befehlsführung und der Amortisationszeit in Abhängigkeit von der Anzahl an 1000 Liter Speichern. Bei einer kleinen Anzahl von Speichern ist es nicht vollständig möglich die Vorhersage über die bestmögliche Preisführung einzuhalten, da die Speichertemperatur durch die Wärmeabnahme zu oft unter die Mindesttemperatur fällt. Gleichzeitig befindet sich das wirtschaftliche Optimum bei einer eher geringen Anzahl von Speichern. Bei zwei 1000 Liter Speichern beträgt die Amortisationszeit weniger als zehn Jahre. Es ergibt sich bei dem höchsten Anteil an Befehlsführung der höchste durchschnittliche Stromverkaufspreis. Außerdem steigt der Anlagengesamtwirkungsgrad mit steigender Speicherzahl, da sich die Startphasen verringern und die Rücklauftemperatur im Durchschnitt niedriger ist. Dennoch befindet sich an diesem Punkt nicht das wirtschaftliche Optimum, denn mit jedem zusätzlichen Speicher erhöhen sich zum Einen die Investitionen und zum Anderen die thermischen Verluste während der Speicherung, die in dem untersuchten Konzept nicht auf den Kunden übertragen werden können, da die Entnahmestelle für den Wärmeverkauf hinter dem Speicher liegt. Als Ideale Speichermasse wurde 2000 bis 3000 Liter identifiziert.

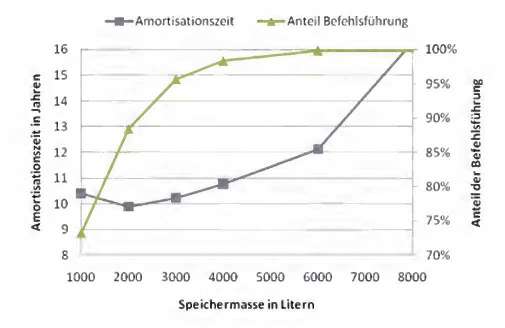



Abb. 3: Amortisationszeit und Anteil der Befehlsführung in Abhängigkeit der Speichermasse

Des Weiteren sind die Einnahmen durch den Stromverkauf nicht allein die maßgebliche Größe in der Berechnung der Wirtschaftlichkeit, sondern auch die Einnahmen durch den Wärmeverkauf. Wie in Abb. 4 dargestellt, sind die Einnahmen aus Stromverkauf und Bonuszahlungen nur geringfügig größer als die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Ein wichtiger Einflussfaktor neben der Regelstrategie und der Speichergröße ist demnach das Preisgefüge. Von dem Gaspreis hängen sowohl auf der Ausgabenseite die Gaskosten als auch auf der Einnahmenseite die Wärmeeinnahmen ab, da der Wärmepreis in dem untersuchten Konzept in Abhängigkeit zu dem von Eurostat ausgezeichneten Gaspreis steht. Im Vergleich zum Jahr 2009 waren die Energiepreise im Jahr 2008 allgemein höher, deshalb können im Jahr 2008 deutlich höhere Gewinne erzielt werden. Folglich erhöht sich bei allgemein steigenden Energiepreisen die Wirtschaftlichkeit des Systems.

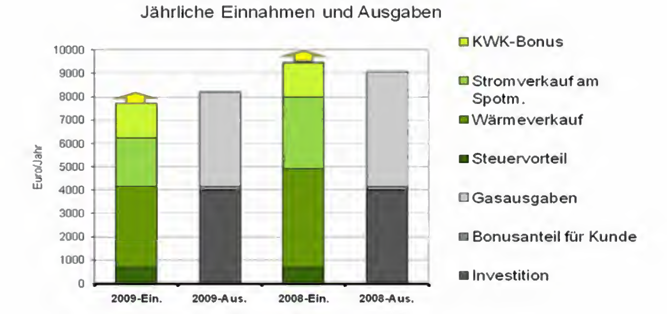



Abb. 4: Jährliche Einnahmen und Ausgaben im Szenario mit drei 1000 Liter Speichern am Beispiel für das Referenzjahr 2008 und 2009 (die aufgesetzten Pfeile deuten die zusätzlichen Einnahmen durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt an)

Eine weitere Untersuchung zeigt den Einfluss der Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Dazu wurden durch die Erhöhung des Wärmebedarfs und unter Verwendung eines Zusatzheizgerätes die Jahresbetriebsstunden gesteigert. Die Deckung des Wärmebedarfs wird in diesem Konzept mit steigendem Wärmebedarf zu einem immer größeren Anteil durch das Zusatzheizgerät gewährleistet. Dabei sinkt der durchschnittliche Strompreis, da, durch die hohe Anzahl an Betriebsstunden, auch niedrigere Preise angefahren werden müssen. Trotzdem steigen insgesamt die jährlichen Einnahmen durch den Verkauf der Wärme deutlich. Dies bedeutet, dass unter den gewählten Bedingungen die Teilnahme an der EEX keine maßgebliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit darstellt.

# 5 Ausblick

Im Rahmen von dieser Studie konnte gezeigt werden, dass eine Amortisation des Konzeptes innerhalb von etwa zehn Jahren möglich ist. Trotz des höheren Strompreises bleibt allerdings die Strompreisführung weniger wirtschaftlich als die Wärmeführung. Gezeigt wurde auch, dass eine auf Tagesebene basierende Strategie, die den Regeln am Energiemarkt entspricht, es ermöglicht den durchschnittlichen Strompreis um 25 % zu erhöhen. Dabei ist das Modell mit einer optimalen Speichergröße von 2000~3000 l technisch realistisch. Weiterhin bleibt zu untersuchen welchen physikalischen Effekt die Umsetzung des Konzeptes auf den Strommix hat und welche wirtschaftlichen Vorteile sich durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt ergeben. Aufgrund des schnellen und relativ verlustarmen An- und Ausschaltverhaltens und da auf dem Regelenergiemarkt vornehmlich Leistung, statt Energie gehandelt wird, könnte die Teilnahme auf beiden Märkten möglich sein, was die Wirtschaftlichkeit verbessern könnte.

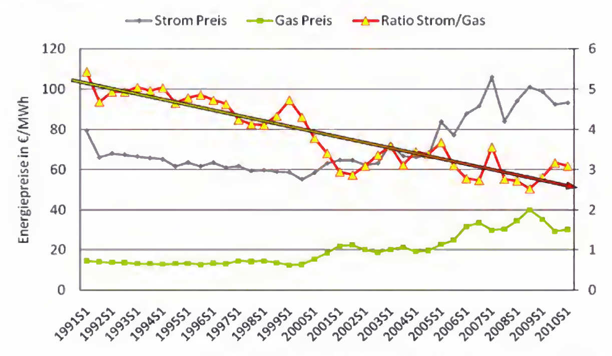



Abb. 5: Entwicklung von Strom und Gaspreisen für große Energieverbraucher ~ 100 GWh/a seit 1991 [3]

Entscheidend für die zukünftige Entwicklung des vorgestellten Betriebskonzeptes ist das Verhältnis zwischen Strom- und Gaspreis. Da sich der Gaspreis tendenziell eher auf die Ausgaben und der Strompreis ausschließlich auf die Einnahmen beziehen, wird das Konzept wirtschaftlicher, je größer das Verhältnis zwischen Strom- und

Gaspreis ist. Wie in Abb. 5 dargestellt, verringert sich dieses Verhältnis seit 1991. Setzt sich dieser Trend fort, so würde dies negative Auswirkungen auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit haben. Die Umstellung auf eine strompreisgeführte Regelstrategie der Anlagen und das Zusammenfassen zu einem virtuellen Kraftwerk könnte somit künftig weniger wirtschaftlich werden.

Weitere Chancen für das Konzept bestehen in der Entwicklung der Zusammensetzung des nationalen Kraftwerkparks. Stark schwankende Strompreise sind von Vorteil für die Wirksamkeit der vorgestellten Betriebsstrategie, da lediglich die höchsten E-EX-Preise für den Betrieb der KWK-Anlagen genutzt werden. Das heißt, auch wenn sich der mittlere Strompreis an der Börse nicht erhöht, kann der erzielte Verkaufspreis bei starken Schwankungen gesteigert werden. Diesbezüglichen Einfluss hat dabei zum Beispiel der Ausbau von regenerativen Energiesystemen, speziell Windkraft, welcher durch nicht vollständige Vorhersagbarkeit einen extremen Preisunterschied verursachen kann. Nachteiligen Einfluss auf die Börsenpreisschwankungen hat ein Ausbau von konkurrierenden Regelkapazitäten, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke oder elektrische Speicher.

## Abbildungsverzeichnis

# Literaturverzeichnis

[1] European Energy Exchange AG. Connecting Markets - Unternehmen und Produkte. Leipzig: European Energy Exchange, Juni 2010.

[2] Gesetz. „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-WärmeKopplung." BGBI. I S. 2101. 25.Okt. 2008.

[3] Europäische Komission. Eurostat. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/ page/portal/eurostat/home/ (Zugriff am 15. Februar 2011).

# Effizienztechnologien zur Beleuchtung im öffentlichen Raum und in der Industrie

Günther Volz

*Beratender Ingenieur VBI • VDI • VDE • LiTG*
*Ingenieurbüro für Elektrotechnik + Lichttechnik • 71139 Ehningen*
*Telefon +49 7034 - 93470*
*E-mail: <volz@impuls-programm.de> www.volz-planung.de*

## Kurzfassung

Innovative Lichttechnik ermöglicht besseres Licht mit weniger Strom und reduzierten Betriebskosten in Produktionshallen, Verkaufs- und Bürogebäuden. Beim Neubau und Modernisierungen im Gebäudebestand können Weichen für wesentliche Kosteneinsparungen gestellt werden. Darüber hinaus kommt Licht eine besondere Bedeutung für Komfort, Emotion, Motivation sowie Leistungsbereitschaft am Arbeitsplatz zu. Einsparungen bis zu 75 % der Betriebskosten sind auf wirtschaftlichem Weg möglich.

## Stichworte

Effiziente Beleuchtung, Lichttechnik, Lichtplanung, Innenbeleuchtung, Außenbeleuchtung, Elektrotechnik

## 1 Einleitung

Die Energieeinsparverordnung „EnEV 2009" fordert besondere Energieeffizienz auch bei der Beleuchtung im Neubau und bei größeren Modernisierungen von Zweckgebäuden. Das gesetzliche schrittweise „Verbot" der Allgebrauchsglühlampe und anderer ineffizienter Lampen stellte die Weichen für einen weitgehenden Umbau der konventionellen Beleuchtungstechnik und beschleunigt damit das bisherige Innovations-

tempo. Darüber hinaus können innovative Entwicklungen Strom und bares Geld sparen, denn Lichtausbeute von Lampen und Wirkungsgrad von Leuchten wurden wesentlich verbessert. Elektronische Betriebsgeräte erlauben einen bedarfsgerechten Betrieb. Ergonomische und gestalterische Anforderungen lassen sich immer besser verwirklichen. Trotz gestiegenem Lichtkomfort sind bei Modernisierungen Betriebskostenreduzierungen bis zu 75 % möglich!

In gewerblich genutzten Gebäuden können 20 - 40 % der Energiekosten auf die Beleuchtung entfallen. Ziel ist auch eine verbesserte Tageslichtnutzung in Gebäuden zur Reduzierung des Energieverbrauchs und Erhöhung der Aufenthaltsqualität. Durch innovative Tageslichtlenksysteme können Räume sowohl mit direktem Sonnenlicht als auch mit Diffuslicht versorgt werden. So kann Tageslicht als edelste Form solarer Energie auf direktem Weg und mit hohem Wirkungsgrad genutzt werden!

Daneben fordern EU-Richtlinien sowie nationale Verordnungen wie die Energieeinsparverordnung „EnEV 2009“ besondere Energieeffizienz auch bei der Beleuchtung im Neubau und bei größeren Modernisierungen von Zweckgebäuden. Das gesetzliche schrittweise „Verbot“ der Allgebrauchsglühlampe und anderer ineffizienter Lampen stellte die Weichen für einen weitgehenden Umbau der konventionellen Beleuchtungstechnik und beschleunigt damit das bisherige Innovationstempo.

## 2 Lichtatmosphäre

Eine harmonische Lichtatmosphäre fördert das Wohlbefinden, erleichtert Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern den Dienst am Kunden und trägt wesentlich zum Unternehmenserfolg bei. Wer die verkaufsfördernde Wirkung des Lichts gezielt einsetzt, kann entscheidende Wettbewerbsvorteile realisieren. Gute Beleuchtung erfordert deshalb in allen Bereichen für Nutzer, Mitarbeiter und Kunden:

- Licht zum Sehen – für gute Sehleistung
- Licht zum Hinsehen – für hohen Aufmerksamkeit und Sehkomfort
- Licht zum Ansehen – für ansprechendes visuelles Ambiente

# 3 Innovative Entwicklungen zur künstlichen Beleuchtung

Neue stabförmige Leuchtstofflampen mit 16 mm Durchmesser und Kompaktleuchtstofflampen prägen das Design neuer Leuchten, sie erlauben kleinere Leuchten und ansprechendes Lichtdesign. Die Systemlichtausbeute der Leuchtstofflampen konnte bis auf fast 100 Lumen/Watt (einschl. Vorschaltgeräten) gesteigert werden. Im Vergleich dazu liegen Allgebrauchsglühlampen bei ca. 12 bis 15 Lumen/Watt. Bei einer fast verdoppelten Lebensdauer mit ca. 15.000 Stunden gegenüber konventionellen Leuchtstofflampen wurde auch der Lichtstromrückgang während der Alterung reduziert.

Neuentwicklungen von Metallhalogendampflampen ergeben Lumenpakete mit großer Lichtausbeute und kompakte Lichtquellen für anspruchsvolle Lichtgestaltung und zonierte Beleuchtung. Diese Lampen halten über die gesamte Lebensdauer hinweg ihre Farbe stabil. Mit unterschiedlichen Sockelausführungen und Leistungsstufen ab 20 W aufwärts wird eine Verbesserung der Lichtausbeute (bis fast 100 Lumen pro Watt) und Lampenlebensdauer von ca. 12.000 Stunden gegenüber konventionellen Lampentypen mit Quarzbrenner erreicht!

# 4 LED-Entwicklungen

In den letzten Monaten konnte bei LED ein deutlicher Entwicklungsschub beobachtet werden. LED nähern sich am Markt langsam den Preisen der bisher bekannten und bewährten hocheffizienten Beleuchtungstechnologien. LED ermöglichen superflache Leuchten mit sehr geringen Einbautiefen und minimalen Aufbauhöhen.

Farbige und weiße LEDs (bei Farbwiedergabeindex > 80) erreichen eine Lebensdauer von mehr als 50 000 Stunden. Die Lebensdauer hängt stark von der in Leuchten konstruktiv gelösten Wärmeabfuhr ab: je höher die Temperatur der LED, desto geringer die Lebensdauer. Die Lichtausbeute beträgt bei kalten Lichtfarben bis zu 100 Lumen/Watt, bei warmen Lichtfarben liegt die Systemlichtausbeute mit den elektronischen Versorgungsgeräten meist unterhalb von ca. 60 bis 70 Lumen/Watt. Prädestiniert sind LED für Effekt-, Ausstellungs- und Werbebeleuchtungen, Lichteffekte insbesondere mit gesättigten Farben sowie zur Sicherheitsbeleuchtung. Trotz der noch verbesserungsbedürftigen Farbwiedergabe können LED zur Akzentuierung im Ver-

kauf und bei der Warenpräsentation in geschickter Kombination ihres Spektralbereichs gute Dienste leisten. Entgegen der konventionellen Bewertungsnormen (nach der Kruithof-Kurve) zeigen neuere Versuche, dass der als angenehm empfundene Wiedergabebereich vielen subjektiven Beurteilungen unterworfen ist und - trotz vom Tageslicht abweichender Farbwiedergabequalität - motivierend zum Kauf wirken kann.

Auch für einen Austausch von Niedervolthalogen-Beleuchtungen im Bestand sind LED-Systeme am Markt verfügbar und ergeben meist eine wirtschaftliche Sanierung. Ihre leichte Dimmbarkeit, Regelbarkeit und damit Anpassungsfähigkeit an unterschiedlichen Lichtbedarf im Betrieb wirkt sich günstig auf den Energieverbrauch aus!

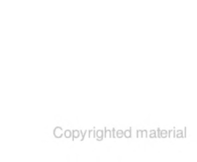
# 5 Energieeinsparung durch elektronische Betriebsgeräte

Elektronische Vorschaltgeräte (EVG) können gegenüber konventionellen magnetischen Vorschaltgeräten 25 - 30 % Energie einsparen. EVGs betreiben Lampen mit flimmerfreiem Licht und ohne Stroboskopeffekte. Auch das bei magnetischen Betriebsgeräten auftretende Brummen gehört damit der Vergangenheit an. Defekte Lampen werden automatisch abgeschaltet. Die reduzierte Kühllast in den Räumen trägt stark zur Gesamtenergieeffizienz bei. Die durch EVGs erhöhte Lampenlebensdauer führt zu erheblich reduzierten Kosten für Lampenwechsel und Entsorgung. Zur Helligkeitssteuerung von Leuchtstofflampen und Kompaktleuchtstofflampen sind EVGs in dimmbarer Ausführung verfügbar. Werden diese mit Helligkeitssensoren kombiniert, kann die Beleuchtungsstärke automatisch an einen eingestellten Wert angepasst und damit zusätzlich Energie eingespart werden.

Präsenzmelder können Flure und Räume mit wechselnder Belegung automatisch energiesparend schalten oder dimmen. Diese Steuergeräte sind auch mit integrierten Lichtsensoren verfügbar, um das Tageslichtpotential in Räumen zu verwerten. Sie eignen sich auch für Nachrüstungen im Gebäudebestand ohne Zwang zu großen Neuinstallationen. Häufig werden Lichtsteuerungen und Lichtmanagementsysteme zum Beispiel über Bussysteme an die Gebäudeautomation gekoppelt. Schon beim Zutritt zum Gebäude können so individuelle Schaltungen über ein Lichtmanagementsystem ausgelöst werden.

## 6 Ergebnis und Ausblick

Als energetische Zielwerte für Beleuchtungssanierungen und Neuanlagen können Anschlussleistungen für Beleuchtungen mit ca. 2,5 bis 3 Watt / m² • 100 Lux gelten, die durch die beschrieben Lichtwerkzeuge sicher erreicht werden können. Zur Reduzierung des jährlichen Energieverbrauchs und Anpassung an den unterschiedlichen Bedarf im Betrieb ist die Steuer- und Regeltechnik sowie Einbindung in die Gebäudeleittechnik ein geeignetes wirtschaftliches Mittel.



# Potenziale der Fernkälte in europäischen Städten

Dr. Paul Girbig

*Siemens AG Energy Sector, Oil & Gas Division, Head District Cooling, Stinzinstr. 24, 91052 Erlangen, Deutschland, Tel.: +49 (9131) 18-7424, Mobil: +49 (173) 7065573, Email: paul.girbig@siemens.com*

## Kurzfassung

Fernkälteanlagen können im Gegensatz zu einer lokalen Klimaanlage vorhandene Kältequellen nutzen. Gebäudegebundene Kälteanlagen hingegen können meist die abzuführende Wärme nur gegen die Umgebungsluft abführen und benötigen hierfür eine deutliche höhere Kompressorleistung bzw. circa 40 % mehr elektrischer Versorgungsleistung. Der Strombedarf in den Großstädten ist zunehmend von dem ansteigenden Kältebedarf bestimmt. Städte bieten bereits Fernkälte an, jedoch besteht bei den Eigentümern der Immobilien, Städteplanern und Architekten noch Unkenntnis über die hervorragenden Energieeinsparpotentiale der Fernkälte.
Das Referat zeigt bestehende Technologien, Faktoren zur Bestimmung der Effizienz und Beispiele aus Europa.

## 1 Potenziale der Fernkälte in europäischen Städten

Sobald in der europäischen Presse und in öffentlichen Diskussionen das Thema Energieeinsparpotentiale angesprochen wird, werden unmittelbar die eingesetzten Rohstoffen, die Versorgung mit elektrischer Energie und die Wärmeversorgung genannt. Fast unbemerkt hat sich jedoch in den vergangen Jahren zunehmend der Bedarf an Kälte bemerkbar gemacht. Hintergrund hierfür sind die Gebäude mit großen Fensterflächen, Dachausbauten und Wärme abgebende Geräte wie Computern. Früher gab es keine Klimatisierung in PKWs, heute ist dies meist der Standard. Warum nicht auch das

Eigenheim entsprechend klimatisieren. In Bürogebäuden ist die Klimatisierung bereits etabliert. Und Kälte ist eine teure Energie. So gibt es bereits in Deutschland Bürogebäude in denen die Kosten für die Kältebereitstellung die Kosten für Heizung überschreiten. Der Anstieg der Kälteleistung und den damit verbundenen Kosten bleibt jedoch meist unbemerkt, da es elektrisch betrieben Geräte sind und somit sich die Kosten in der Stromrechnung niederschlagen.

Der Kältebedarf ist verständlich, da eine gute Klimatisierung die Lebensqualität und die Leistungsbereitschaft deutlich steigert. Die Herbeiführung eines angenehmen Raumklimas ist einerseits durch die entsprechend Ausführung der Gebäudehülle und der Belüftung machbar, jedoch gibt es andererseits den Widerspruch zwischen Wärmeeintrag auf die Wohn/Bürofläche beim Einsatz von großen Fensterflächen zur Nutzung der Sonne als Lichtquelle. Nicht überall lässt sich eine Belüftung mit kalter Luft realisieren. Beispiele sind Großstädte mit enger Bebauung und Untergrundbahnen. Hier gilt es die richtige Technologie zu wählen mit der die Kälte bereit gestellt wird.

Die eingesetzten Technologien sind

- Window A/C bzw. Split Einheiten
    - Klimagerät lokal in der Wohnung /
    - Kältemaschine gibt Wärme an Umgebung ab
    - Es ist keine weiter Kältequelle erforderlich, jedoch sehr hohe Kompressionsleistung d.h. sehr Strombedarf bei relativ niedriger Investition
    - Extrembeispiel sind Innenraumgeräte, die vorne Kaltluft in den Raum blasen und auf der Rückseite ggf. in den identischen Raum Wärme abführen.

- Kompressionskältemaschinen auf oder neben Gebäude
    - Kälteanlage benötigt Platz
    - Kältemaschine gibt Wärme an Umgebung ab
    - Geräuschentwicklung
    - Bildung und Streuung von Legionellen im Kühlsystem
    - Keine weiter Kältequelle erforderlich, jedoch hohe Kompressionsleistung, d.h. hoher Strombedarf
    - Ohne Berücksichtigung Platzbedarf niedrige Investition

- Zentrale Fernkälteanlage die mehrere Gebäude mit Kälte versorgt
    - Zentral Fernkälteanlage, die optimal vorhandene Kältequellen nutzt
    - Kältequellen können Grund-/Flusswasser, Kühlturmwasser sein
    - Einsatz hocheffizienter Kompressionskältemaschinen
    - Abwärmenutzung über Absorptionskältemaschinen
    - Einsatz Kältespeicher ( Wassertank, Eisspeicher)
    - Vorteilhafter niedriger Stromverbrauch
    - Nachteilig hohe Erstinvestition da Rohrlegung für Fernkälte zu den Kälte abnehmenden Gebäuden.

Fernkälteanlagen gibt es bereits in Europa und erfreuen sich einer steigenden Nachfrage. Hintergrund sind die Energieeinsparpotentiale der Fernkälteanlage, die einen Vergleich zu lokalen Kälteanlagen (Window A/C / Kältemaschine auf dem Dach) bieten. Diese Energieeinsparpotentiale sind drastisch (50%) und bieten Städten ein zusätzliches Geschäftsmodell für ihre Stadtwerke.

Fernkälteanlagen kühlen Wasser auf 6°C ab und pumpen dieses Kaltwasser zu den abnehmenden Gebäuden. Über Wärmetauscher übernehmen die Gebäude je nach Kältebedarf die Kälteenergie bzw. führen zu einer Aufwärmung des zirkulierenden Wassers, das mit ca. 15°C wieder in die zentrale Fernkälteanlage zurückkehrt. Dort wird erneut abgekühlt, so dass ggf. unter Einbeziehung eines Kältespeichers genügend Kälte auch für Spitzenlast zur Verfügung steht.

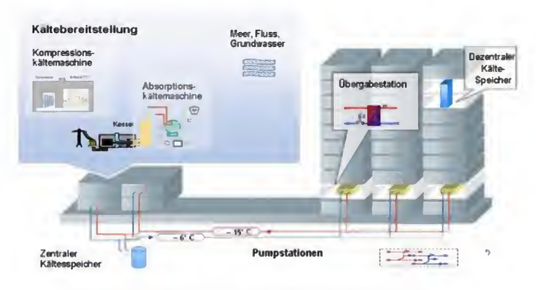



Abb. 1: Grundstruktur einer Fernkälte (Quelle Siemens)

Werden in dem Kältenetz entsprechende Kältespeicher vorgesehen, so ist eine Bereitstellung der Kälte unabhängig von dem Kältebedarf zu realisieren.
Dies erlaubt dann

- Absorptionskälte zu nutzen, wenn die Abwärme zur Verfügung steht.
- Kompressionskältemaschinen im Nachttarif zu betreiben

Die an einem Fernkältenetz angeschlossenen Abnehmer der Kälte sind über standardisierte Ventilkombination mit dem Kältenetz verbunden und verfügen je nach Bedarf über ausreichend Kälte um den Gebäudeinnenraum angenehm zu klimatisieren.

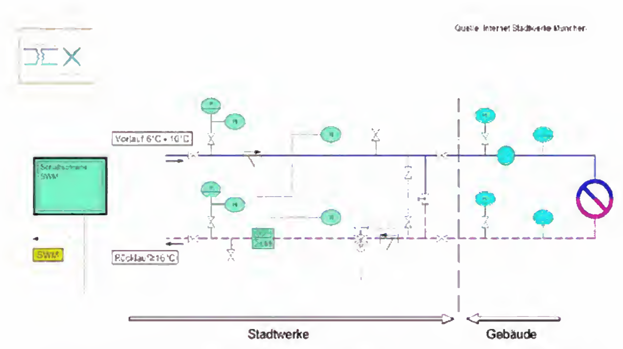



Abb. 2: Standardisierte Anschlusseinheiten an Gebäuden (Quelle: Stadtwerke München)

Die Kälteleistung einer Kälteanlage insbesondere einer Fernkälteanlage wird im Allgemeinen in TR für „ton refrigeration" angegeben. Diese bieten den Vorteil eine Verwechselung von thermischer Energie „$kW_{th}$" und elektrischer Energie „$kW_{el}$" zu vermeiden. So ist die elektrische Energie die den Elektromotor zum Antrieb eines Kompressors in einer Kälteanlage nur ein Bruchteil der Kälteenergie die z.B. bei Anwendung des LINDE Kälteprozesses bereitgestellt werden kann. Wird die elektrische Leistung mit der Kälteleistung verwechselt, führt dies zur Fehlinterpretation. Insofern ist die Verwendung der Größe TR für „ton refrigeration" von Vorteil.

Definition ton refrigeration [TR] (Quelle: Prof. Dr. Ing. B. Stanzel):
Eine ton refrigeration stellt die aufgenommene Wärmeenergie dar, die eine Tonne Eis benötigt, um in 24 Stunden zu schmelzen. Das Eis hat vor dem Schmelzen eine Temperatur von 0 °C; das nach dem Schmelzen vorliegende Wasser hat ebenfalls eine Temperatur von 0°C. Die Energie, die das Eis zum Schmelzen benötigt, bezeichnet man als die (latente) spez. Schmelzwärme*) von Eis (z.B. 334,946 kJ/kg) multipliziert mit dem Gesamtgewicht des Eises.

Eine „1-ton refrigeration" Kältemaschine hat die gleiche Kälteleistung, um eine US-Tonne (1 ton US = 907,18 kg) Wasser mit eine Temperatur von 0 °C, in 24 Stunden in Eis mit einem Temperatur von 0°C zu gefrieren. 'Ton refrigeration' ist ein Maß, um die benötigte Kälteleistung anzugeben (nicht die Menge der Wärme). Diese Leistungsangabe kann in Btu (British Thermal Unit) pro Zeiteinheit (Tag, Stunde, oder Minute) oder in Watt umgerechnet werden.
(Achtung! Der Begriff 'ton refrigeration' hat keine Beziehung zum Gewicht!)

Die Umrechnung von 'ton refrigeration' erfolgt folgendermaßen:

- 1 Tonne (US) = 907,18 kg
- Schmelzwärme vom Eis = 334,946 kJ/kg
- 1 ton refrigeration = (907,18 kg) x (334,946 kJ/kg) / (24 h) = 12.660,68 kJ/h = 3,516 kW
- 1 kW = 3.412 Btu/h
- 1 ton refrigeration = 3,516 x 3.412 = 11.995 Btu/h ≈ 12.000 Btu/h
- Die 3,516 kW oder 12.000 Btu/h Kälteleistung entsprechen einer 'ton refrigeration'

Die Leistungszahlen eine Kälteanlage wird mit dem Begriff EER (energy efficiency ratio) und für Wärmepumpen COP (Coefficient of Performance) festgelegt. EER bzw. COP beschreiben Kühlleistung gegenüber technischer Arbeit.

Hierbei ist darauf zu achten dass die Kälteleistung meist in TR und die elektrische Leistung in kW angegeben wird. Amerikanische Geräte ziehen als Norm die ARI 550 und 590 heran, in denen je nach Kälteleistung 100%, 75%, 50% und 25% unterschiedliche Temperaturen in der genutzten Kältequelle zu berücksichtigen sind.

## 2 Vergleich des typischen Primärenergiebedarfs für verschiedene Kälteversorgungen in Europa

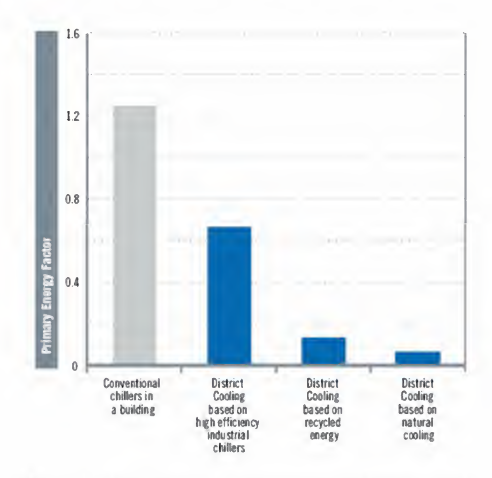



Abb. 3: Energiebedarfs für verschiedene Kälteversorgungen in Europa (Quelle: Euroheat and Power)

Ein Vergleich der Abb. 3 ist der höhere Energiebedarf in heißen Regionen wie dem Mittleren Osten (Abb. 4), der durch die höheren Temperaturen der Kältequellen bedingt ist.

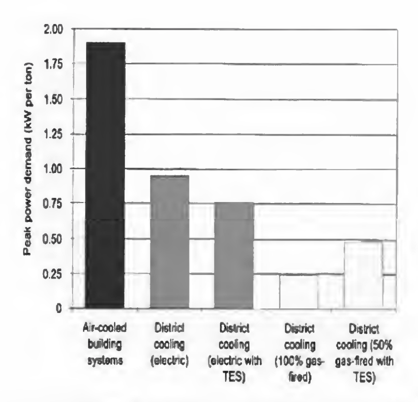



Abb. 4: Primärenergiebedarfs für verschiedene Kälteversorgungen in heißen Regionen wie dem Mittleren Osten (Quelle IDEA)

Während in Europa typische Fernkälteanlagen eine Größe ca. 10.000 TR [$35MW_{th}$] bis 30.000 TR [100 $MW_{th}$] haben, liegen die Größenordnungen der Fernkälteanlagen in den heißen Regionen zwischen eine Größe ca. 10.000 TR [$35MW_{th}$] und bis 100.000 TR [350 $MW_{th}$].

Um die elektrischen Leistung zur Kältebereitstellung im Mittleren Osten darzustellen, zeigen die Abb.5 und die Abb. 6 eine „best of class“ Siemens Kälteanlage für den Mittleren Osten, mit Kältequellen, die über 29°C liegen.

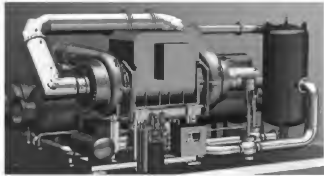


Abb. 5: Siemens Kälteanlage SRCP Siemens Refrigeration Compressor Package (Quelle: Siemens)

Efficiency according ARI 5.4a (IPLV)

| Load | 100% | 75% | 50% | 25%[1] |
|---|---|---|---|---|
| Thermal profile | | | | |
| Condensing Water Inlet | 29,4°C/85°F | 23,9°C/75°F | 18,3°C/65°F | 18,3°C/65°F |
| Thermal capacity (RT) | 10000 RT | 7500 RT | 5000 RT | 2500 RT |
| Thermal capacity (kW) | 35160 kW | 26370 kW | 17580 kW | 8790 kW |
| Power Compressor | 5920 kW | 4135 kW | 3000 kW | 3000 kW |
| COP | 5,94 | 6,38 | 5,86 | 2,93 |
| kW/RT | 0,592 | 0,551 | 0,603 | 1.2 |
| IPLV | 5,67412 | | | |

1)Optional hot gas bypass for 25% load

COP Coefficient of Performance
IPLV: Integrated Part Load Value siehe Air conditioning and Refrigeration Institute (ARI)

Abb. 6: Daten Siemens Kälteanlage SRCP Siemens Refrigeration Compressor Package (Quelle: Siemens)

Hocheffiziente Kältemaschinen können besonders in den heißen Regionen einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. In Europa sind Effizienzwerte der Kältemaschinen besser, da Kältequellen auf niedrigerem Temperaturniveau zur Verfügung stehen. Aber auch hier gilt, dass mit Fernkälte ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann.

Nimmt man an, dass der erforderlich Strom für den Betrieb der Kälteanlagen mit Gasturbinenkraftwerken zur Verfügung gestellt wird, so kann man die Größen der zur Kälteerzeugung bezogenen $CO_2$-Emission bestimmen.

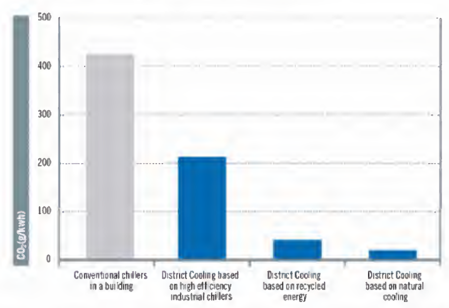



Abb. 7: Vergleich der typischen $CO_2$ Emission für verschiedene Kältetechniken (Quelle: Euroheat and Power)

Im folgenden Beispiel für Wetterdaten in den Vereinigten Arabischen Emiraten wurden die Emissionswerte von PKW herangezogen, um den Einfluss der ausgewählten Technologien auf die Umwelt zu verdeutlichen. In dem Beispiel ist auch die Variante berücksichtigt, die die Sonnenenergie zur Kälteerzeugung nutzt. Diese Variante ist deswegen so wertvoll, da die Bedarfsänderungen (Tag vs. Nacht) im Netz ideal durch die Sonnenenergienutzung kompensiert werden könnte.

Die Beispielrechnung:
Ausgegangen wird von 5.000 Wohnungen in einer tropischen Region mit einem Kältebedarf von ca. 260$W_{th}$ pro Quadratmeter Wohnfläche. Als Betrachtungszeit wird ein Jahr herangezogen (Wechsel Kältebedarf Sommer/Winter).

- Typische Window A/C Einheiten im Apartment installiert benötigen 330,635 MWh, entspricht 65,317 tons $CO_2$ Emission entspricht 70 Tausend PKW.
- Effiziente Fernkälteanlage benötigt 142,867 MWh, entspricht 71,433 tons of $CO_2$ Emission entspricht 30 Tausend PKW.
- Nutzt man Sonnenenergie z.B. Solarthermischen Kraftwerken reduziert sich die Emission auf null.

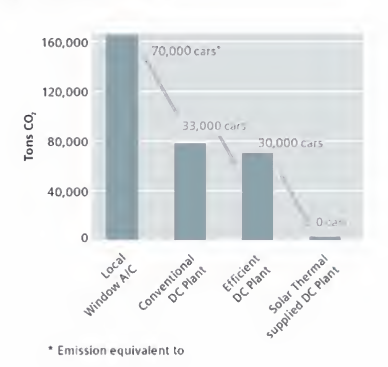



Abb. 8: Vergleich der typischen $CO_2$ Emission für verschiedene Kältetechniken im Mittleren Osten (Quelle: Siemens)

# 3 Fernkälte in Europa

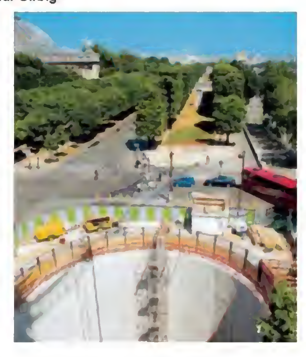
In Europa wird bereits in einigen Großstädten Fernkälte eingesetzt.




Abb. 9: Städte mit Fernkälte (Quelle Wallisch Fernwärme Wien)

Im Folgenden nun einige Beispiel zur Fernkälteversorgung:

<u>Beispiel aus Paris, Frankreich</u>
In Paris wurde mit Wärmepumpen der Firma Friotherm eine Kälteanlage unterirdisch installiert. Betreiber ist die Firma Climespace. Die Anlage mit einer Kälteleistung von 52 $MW_{th}$ wurde im Mai 2002 in Betrieb genommen. Auf Grund geringerer Rohrdurchmesser in dem vorhandenen Kältenetz wird mit abgesenktem Temperaturniveau die Kälteverteilt. Bemerkenswert ist, dass man sie weder sieht noch hört.



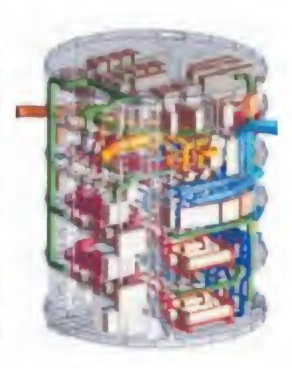


Abb. 10: Fernkälteanlage Paris (Quelle: Climespace)

Auf fünf unterirdischen Etagen wurde ein Maschinenraum errichtet, dessen unterstes Stockwerk 30 m unter der Straße liegt. Die acht Kühlaggregate werden mit Wasser aus der Seine rückgekühlt. Eine Pumpenstation am Ufer des Flusses mit einer Gesamtkapazität von 11 200 m³/h speist den sekundären Rückkühlkreislauf von fünf Plattenwärmetauschern.

Als Beispiel ein Krankenhaus in Paris. Hier zeigt eine durchgeführte Vergleichsmessung ein interessantes Ergebnis.

- Dadurch ausgewiesene Einsparungen obwohl 100%
- Kompressoren: Stromverbrauch -52%
- Verlust an Kältemittel durch Leckagen -75%
- Wasserverbrauch -88%
- Einsparung an Chemikalien -80%

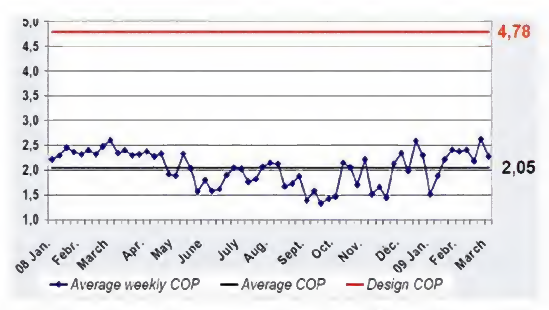
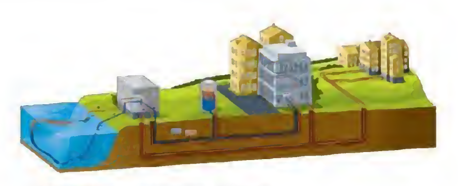



Abb. 11: Daten Fernkälte Krankenhaus in Paris: (Quelle: Wallisch Fernwärme Wien)

## Beispiel aus Kopenhagen, Dänemark



Free Cooling – Meereswasser im Winter
Wenn Meerestemperatur < 5.5°C und Bedarf < 2400 kW
100% des Bedarfs gedeckt

Absorptionskältemaschinen
-Dampfbeheizte Absorber mit
Temperaturen > 180°C
-COP 1,2

Rest mit Kompressionskältemaschinen

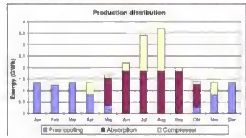



Abb. 12: Free Cooling (Quelle: Wallisch Fernwärme Wien)

## Beispiel aus Deutschland: Frankfurter Flughafen

| | Terminal 3 | Immobilien | Summe |
|---|---|---|---|
| Wärmeenergie: | 10 MW / 15 GWh/a | 10 MW / 20 GWh/a | 20 MW / 35 GWh/a |
| Kälteenergie: | 20 MW / 37 GWh/a | 25 MW / 28 GWh/a | 45 MW / 65 GWh/a |

Abb. 13: Frankfurter Flughafen (Quelle: Wallisch Fernwärme Wien)

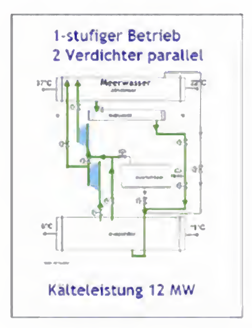
## Beispiel aus München, Deutschland



Kühlung aus dem Stadtbach (Quelle Stadtwerke München) Mit Fernkälte wollen die SWM in den heißen Sommermonaten die Büros und Läden der Innenstadt kühlen. Es entsteht quasi eine Art Fern-Klimaanlage, die dann über isolierte Kältenetze die umliegenden Verbraucher versorgt. Dabei trägt der Stadtbach, der unterirdisch am Stachus vorbeifließt, zur Kühlung bei. Der Umweltnutzen dieses innovativen Kühlsystems ist hoch: Weil die Kälte zentral erzeugt wird und obendrein der Stadtbach als Kühlmittel aushilft, werden wertvolle lässt sich etwa die Hälfte des Primärenergieaufwands sparen.
Fernkälteangebot im Umfeld München Frauenkirche. Details siehe www.swm.de/geschaeftskunden/m-fernwaerme/m-fernkaelte.html .

## Einsatz von Kälteanlagen in Kombination mit Fernwärmeversorgung

Bei den in Europa existierenden Lösungen werden Wärmepumpen großtechnisch sowohl für Fernkälte als auch Fernwärmeversorgung eingesetzt.
Abb. 14 zeigt ein Beispiel in der Anwendung von Fa. Friotherm.



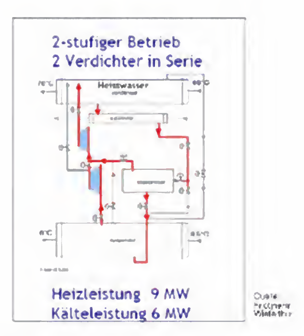




Abb. 14: Anwendung Fa. Friotherm

# 4 Euroheat and Power

Euroheat and Power veröffentlichte eine interessante Studie: "District Heating and Cooling country by country Survey".

Euroheat and Power hatte in den vergangen Jahren bereits verfolgt, wie der Einsatz von Fernkälte in Europa sich verändert. So stieg zum Beispiel in Finnland die Fernkältekapazität im Zeitraum 2002 bis 2007 um das Sechsfache. Hintergrund sind vorhandene Kältequellen und günstige Strompreise zum Betrieb von Wärmepumpen. Ähnliches gilt auch für Norwegen. In Deutschland* ist diesem Zeitraum die installierte Kälteleistung um 30% angestiegen. Frankreich hat bisher mit Abstand die größte installierte Fernkältekapazität.

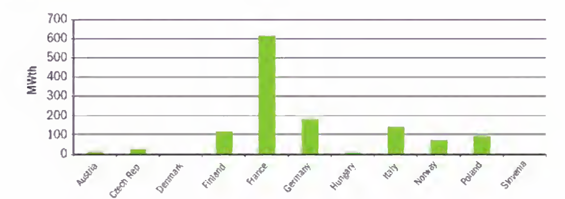



Abb. 15: Fernkälte in Europa (Deutschland und Österreich 2008)
(Quelle: Johannes.Jungbauer@euroheat.org)

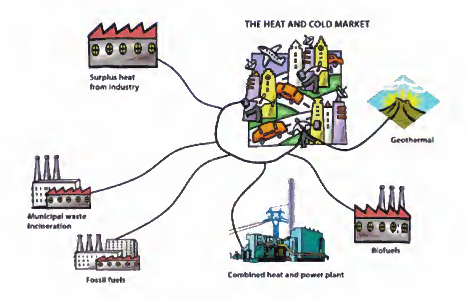



Abb. 16: Initiative *Eco heat cool*

In der europäischen Initiative *Eco heat cool* von Euro-Heat-Power (www.euroheat.org/ecoheatcool) wurde in dem Work Package 2 ein Europäischer Heiz- und Kühlungsindex definiert um den Bedarf an Wärme und Kälteleistung in Abhängigkeit von durchschnittliche Temperaturen abzubilden.

**Construction of EHI and ECI**

Cooling design limit = 7 deg C
Solar gain ~sqrt(HDD), norm 2 deg C
Start-up margin, 2 deg C
Start-up margin, 2 deg C
Internal gain ~sqrt(HDD), norm 3 deg C
Indoor temperature (deg. C)
Outdoor temperature (deg. C)
Indoor = Outdoor
Building balance temp
Normal indoor temp H
Normal indoor temp C
Internal heat gain
Solar gain
Cooling design limit
Heating degree days (HDD)
Cooling degree days (CDD)

Abb. 17: (Quellen: Ecoheatcool Work Package 2)

Vorausschauend für 2020 wurde von Euroheat and Power ein $CO_2$ Reduktions-potential durch Fernkälte bestimmt.




Abb. 18: Jährliche $CO_2$ Einsparung (Quelle: Euro Heat and Power)

# 5 Zusammenfassung

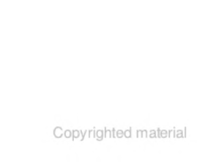
Der Fernkältebedarf wird in den Großstädten Europa ansteigen. Die Gründe hierfür sind:

- Bauformen mit großflächiger Verglasung
- Komfortwünsche an Raumklima
- Vermeidung von lokalen platzintensiven und geräuschstarken Geräten
- Outsourcing von Versorgungsebenen d.h. Auskommen ohne eigen lokale Versorgung, ohne eigenen Servicebedarf und "Geräteverantwortung"

Die Anforderungen an ein durchgängiges Energiemanagement in Gebäuden werden zukünftig auch den Kältebedarf und Kältebereitstellung mit einbeziehen.

- Noch machen sich Eintrittsbarrieren bemerkbar, wie beispielsweise Kältekosten unbemerkt bleiben, da diese meist der Stromrechnung zugeschrieben werden
- Die Vorteile einer Fernkälte sind den Kommunen, den Betreibern von Immobilien sowie Mietern von Immobilien nicht bewusst.
- Zentrale Kälteanlagen benötigen einen Investoren, die in Vorleistung gehen
- Investoren für Immobilien sind daran interessiert das Investment niedrig zu halten, bzw. erhalten kaum höhere Mieten wenn niedrigere Kältekosten angeboten werden
- Die Verlegung von "Kälteversorgungsrohren" ist ein Aufwand der von den Kommunen ungern angegangen wird
  (Behinderung Straßenverkehr etc.)

Es ist zu hoffen, dass sowohl Städteplaner, Eigentümer von Immobilien als auch auf politischer Ebene die Kälteversorgung von Städten als ein wesentliches Potential zur Energieeffizienzsteigerung wahrgenommen wird und in der Bevölkerung die Akzeptanz für die umweltschonende Technik gegeben ist.



# Welche Möglichkeiten bietet die Anwendung von Energiemanagementsystem-Normen wie ISO 50001 oder EN 16001

Christoph Graser[1)] / Dr. Paul Girbig[2)]

[1)] *Siemens AG, Energy Sector, Mülheim an der Ruhr, Obmann DIN NA 172-00-09 AA "Energieffizienz und Energiemanagement*
[2)] *Siemens AG, Energy Sector Erlangen, Mitwirkender im NAGUS-Arbeitsausschusses NA 172-00-09 AA "Energieeffizienz und Energie-management"*
*Deutscher Delegate CEN/CENELEC BT SFEM, Deutscher Delegate ISO Project Committee: Energy Management TC 242, Obmann VDI GEU FA Energieanwendungen mit Richtlinienausschuss VDI 4602 Energiemanagement*

Bereits seit dem Auftreten der Ölkrise im Jahr 1986 ist den europäischen Regierungen bewusst, dass die Versorgungssicherheit ein wesentliches Element der europäischen Wirtschaftkraft ist und mit einer effizienten Ressourcennutzung dem regelmäßigen Anstieg des Energiebedarfs entgegenzuwirken ist.

Mit der Entscheidung 2002/358/EG des europäischen Rates vom 25. April 2002 („Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der $CO_2$-Reduktionsziele") sind Verpflichtungen entstanden, die ein Umdenken im Umgang mit Energie erforderten. Parallel sind in diesem Zeitraum in Europa Schritte erfolgt, den Energiemarkt zu öffnen und erneuerbaren Energiequellen besseren Zugang zu verschaffen.

Um all diesen Herausforderungen gewachsen zu sein, hat die Mehrheit der Mitglieder des Europäischen Komitees für Normung (CEN) bzw. des Europäischen Komitees für elektrotechnische Normung (CENELEC) einen größeren Bedarf an Normen identifiziert. Die CEN-Mitglieder beschlossen am 23. Mai 2006 die Gründung eines neuen CEN Sektor Forums "Energy Management" unter dem Vorsitz des französischen

Normungsinstituts AFNOR. CENELEC hat sich diesem Sektor Forum im September 2006 angeschlossen.

Um die CEN/CENELEC Initiative zu verfolgen, hat DIN seinerseits am 9.November 2009 erstmals Experten zu einem Workshop nach Berlin eingeladen, um dort die Arbeiten im neuen CEN Sektor Forum und in den neuen CEN-Arbeitsgruppen vorzustellen. Weiterhin wurde vereinbart, wie eine deutsche Beteiligung erfolgen kann und die neuen Gruppen im DIN gespiegelt werden könnten. In einigen europäischen Staaten (z.B. Schweden) waren bereits 2009 nationale Normen zum Thema Energiemanagement etabliert. In Deutschland hatte bis dahin nur der VDI eine Richtlinie VDI 4602 erstellt, die sowohl den Prozess eines Energiemanagements in Anlehnung an das Umweltmanagement ISO 14000 beschreibt und die Begriffe zum Energiemanagement in der Praxis definiert.

Die Teilnehmer des DIN-Workshops „Energiemanagement“ vom 9.November 2006 haben sich dafür ausgesprochen, dass die anstehenden fachübergreifenden Arbeiten des CEN/CENELEC Sektor Forum „Energy Management“ einschließlich seiner Untergruppen im NAGUS gespiegelt werden. Die DIN-Geschäftsleitung hat daraufhin den NAGUS mit der Koordination der Normungsaktivitäten zu fachübergreifenden Energiethemen sowie mit der Spiegelung möglicher Normungsprojekte in diesem Bereich beauftragt und den NAGUS-Arbeitsausschusses NA 172-00-09 AA "Energieeffizienz und Energiemanagement" ins Leben gerufen.
Der Arbeitsausschuss befasst sich mit der fachübergreifenden Grundlagennormung im Bereich Energieeffizienz und Energiemanagement, den Aktivitäten des DIN im Bereich des CEN/CENELEC Sektorforums „Energy Management“ einschließlich seiner Untergruppen.

DIN NAGUS-Arbeitsausschusses NA 172-00-09 AA "Energieeffizienz und Energiemanagement" ist auch das Spiegelgremium zu:

- CEN/CENELEC BT SFEM "Sector Forum Energy management"
- CEN/CENELEC JWG 1 "Energy audits"
- CEN/CENELEC JWG 2 "Guarantees of origin and energy certificates"
- CEN/CENELEC JWG 3 "Energy management and related services - General requirements and qualification procedures"
- CEN/CENELEC JWG 4 "Energy efficiency and saving calculations"

- ISO/PC 242 "Energy Management"
- ISO/PC 242/CAG "Chairman advisory group"
- ISO/PC 242/WG 1 "Energy Management"
- ISO/IEC JTC 2 "Energy efficiency and renewable energy sources - Common terminology"
- ISO/IEC JTC 2/WG 1 "Energy efficiency - Concepts and diagrams"
- ISO/IEC JTC 2/WG 2 "Inputs from existing reference documents"
- ISO/IEC JTC 2/WG 3 "Renewable energy sources - Terms and definitions"

Das Technische Komitee CEN/BT/TF 189 des Sector Forum Energy Management SFEM, zugehörig zu CEN/CENELEC JWG 3, erstellte die Europäische Norm EN 16001 „Energiemanagementsystem". Es wurde hierbei darauf geachtet, dass die Norm EN 16001 sich an bestehende Managementsysteme wie das Umweltmanagementsystem ISO 14001 anlehnt. Im Juli 2009 wurde vom European Committee for Standardization (CEN) die Norm EN 16001 veröffentlicht.

Das Anwendungsgebiet der EN 16001 „Energiemanagementsystem" umfasst alle Gebiete und Organisationen. In der Umsetzung sind entsprechende Betrachtungsgrenzen (z.B. Verantwortungsbereich einer Organisation, Betrieb) zu definieren, um die Anwendung eines Energiemanagement-Systems umsetzbar zu gestalten.

Wesentliches Erfolgskriterium in der Herangehensweise ist die Systematik in der Umsetzung des Energiemanagementsystems. In Anlehnung an bestehende Managementsystemprozesse wie das Umweltmanagementsystem ISO 140001 ist eine kontinuierliche Verbesserung zu verfolgen. Dieser kontinuierliche Prozess ist den sich ändernden Gegebenheiten des jeweiligen Betrachtungsraumes anzupassen.

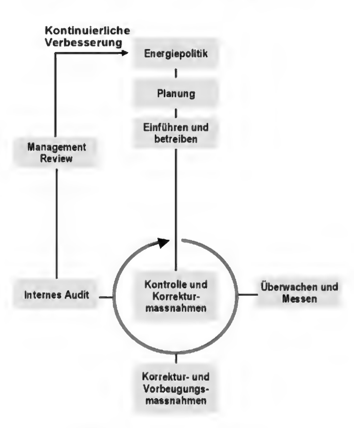



Abb.1: Managementprozess

EN 16001

- ➔ Ist die erste verabschiedete regionale, bzw. internationale Norm zum Energiemanagement
- ➔ Ist in ihrer Struktur eng an ISO 14001 angelehnt
- ➔ Enthält eine generische Beschreibung von Energiemanagementsystemen für alle Arten von Organisationen
- ➔ Kann entweder eigenständig oder als Teil vorhandener Management-Systeme angewendet werden


EUROPÄISCHE NORM
EUROPEAN STANDARD
NORME EUROPÉENNE

EN 16001

Deutsche Fassung

Energiemanagementsysteme —
Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung



**Erklärtes Ziel der Norm:**
Untersützung von Organisationen beim Aufbau von Systemen und Prozessen zur Verbesserung ihrer Energieeffizienz

Abb. 2: Die EN 16001

Ein normkonformes Energiemanagement initiiert die Identifikation und Hebung von Effizienz- und Einsparpotenzialen.

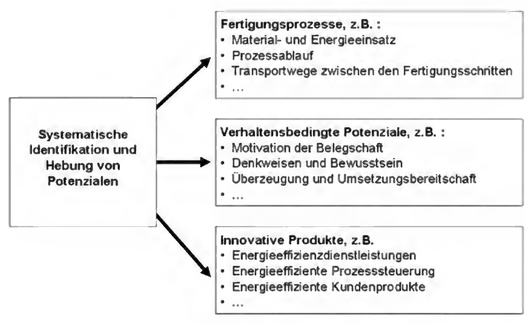



Abb. 3: Identifikation von Potenzialen

Der Fokus liegt auf der Etablierung eines Managementprozesses, welcher anhand der Festlegung einer Energiepolitik sowie der Definition der Energieziele und Einsparpotentiale letztlich Maßnahmen festlegt und deren kontinuierliche Verfolgung überwacht.




Abb. 4: Systematik eines normkonformen Energiemanagements

Eine Klarstellung und Transparenz in der Festlegung der Energieziele eines normkonformen Energiemanagements ist für strategische sowie operative Ziele maßgebend.

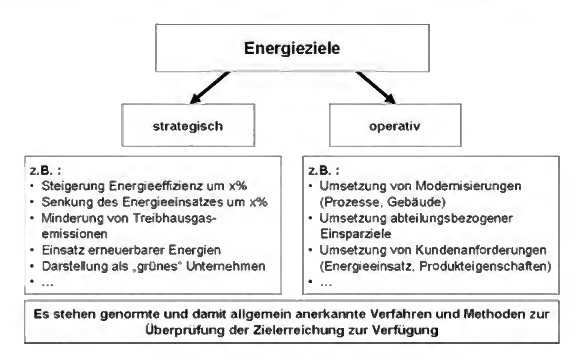



Abb. 5: Strategische und operative Energieziele

Anerkannte Verfahren und Methoden stehen unterstützend in Normen und Richtlinien zur Verfügung. Die Attraktivität eines normkonformen Energiemanagements liegt in der Identifikation und Wahrnehmung von Kostenvorteilen. Kosten reduzierende Maßnahmen sind immer willkommen und dabei ein wesentlicher Treiber für die Akzeptanz zur Umsetzung eines Energiemanagements. Kostenvorteile können unmittelbar, aber auch steuer-, bzw. beihilferechtlich wirksam werden.

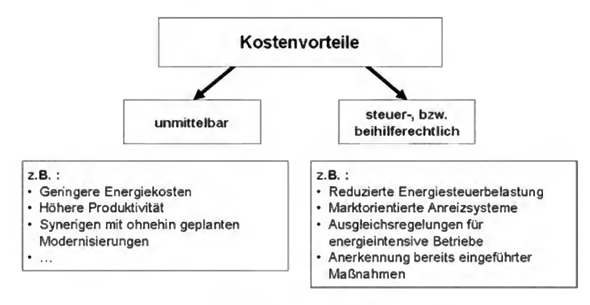



Abb. 6: Kostenvorteile

Ähnlich einem Qualitäts- und Umweltmanagement ist ein eingeführtes Energiemanagementsystem ein positives Zeichen für eine transparente und glaubwürdige Darstellung nach außen. Es wird deutlich, dass transparent und methodisch energiepolitische Ziele verfolgt werden. Organisationen, Unternehmen und Kommunen verfolgen häufig innovative „grüne" Ziele, und ein etabliertes Energiemanagement ist ein deutliches Signal.

⇨ Transparente und glaubwürdige Beschreibung von Erfolgen und Beiträgen zu energiepolitischen Zielsetzungen

⇨ Darstellung als innovatives, „grünes" Unternehmen

⇨ Möglichkeiten zur Außendarstellung

- ⇨ Zertifikate nach ISO 50001/EN 16001
- ⇨ Zertifizierung im Rahmen eines ISO 14001-Umweltmanagementsystems oder einer EMAS-Validierung (Matrixaudit)
- ⇨ Selbstverpflichtungserklärung, unternehmensbezogen oder auf Verbandsebene

Die Etablierung eines Energiemanagementsystems kann im Gleichklang mit bestehenden Managementsystemen umgesetzt werden. Damit wird der Aufwand überschaubar und die Wirkung steht im Fokus. Eine gemeinsame Zertifizierung im Rahmen eines ISO 14001- Umweltmanagementsystems oder einer EMAS –Validierung (Matrixaudit) schont Ressourcen sowohl in der Umsetzung des Managementprozesses als auch in der Energieversorgung.

Auf intentionaler Ebene ist übrigens die nationale US-amerikanische EnMS-Norm ANSI:MSE 2000 die älteste existierende Norm ihrer Art und baut stark auf technische Aspekte und vergleichende Datengrundlagen auf. Die Durchdringung des Marktes mit EnMS nach der Norm ist noch sehr gering. Energiemanagement hat in den USA seine Wurzeln in den 1970er Jahren, der Zeit des Ölembargos.

Unter der Leitung des Chairman Mr. Ed Pinero (USA) nahm im September 2008 das ISO Projekt-Komitee Energiemanagement PC242 seine Arbeit auf, um einen internationalen Standard ISO 50001 „Standard for Energy Management“ zu definieren.

Den gemeinsamen Anstrengungen der europäischen Delegierten ist es zu danken, dass es in dem ISO PC242 gelungen ist, auf eine Anlehnung des neu entstehenden Standards ISO 50001 an die Europäische Norm EN16001 hinzuwirken. Der aktuelle Entwurf ISO/FDIS 50001 liegt zur Kenntnis vor, d.h., wie er vom ISO/PC 242 bei ISO eingereicht wurde. Dies ist noch nicht die offizielle Umfrage zur Abstimmung des FDIS (Final Draft International Standard). Es darf jedoch festgestellt werden, das mit der ISO 50001 ein weltweiter Standard aufgelegt wird, der Energieeffizienzmaßnahmen vorantreiben wird, dem europäischen Standard EN 16001 in vielen Punkten gleicht und wie jeder internationale Standard im Detail Abweichungen enthält, aber in der Summe ein gelungen Kompromiss darstellt. Rückblickend war es in der Entwicklung der ISO 50001 unabdingbar, dass von europäischer Seite mit der EN 16001 auf internationaler Ebene deutlich ein Signal gesetzt wurde, die ISO 50001 an die ISO 140001 anzulehnen. Es ist davon auszugehen, dass eine bereits erfolgte EN 16001 Zertifizierung nahtlos in eine ISO 50001 überführt werden kann.

➔ Beginn der Arbeiten in ISO/PC 242 im September 2008
➔ Erstentwurf im Juni 2009
➔ Öffentliche Umfrage in der 2. Jahreshälfte 2010
➔ FDIS-Stadium im November 2010
➔ Abstimmung über FDIS bis Mitte April 2011
➔ Veröffentlichung der endgültigen Norm für August 2011 erwartet



**Themen in Europa:**
- Wird dies Norm die EN 16001 komplett ersetzen? (Wahrscheinlich ja)
- Können Organisationen, die bereits eine EN 16001-Zertifizierung haben, leicht nach ISO 50001 migrieren?

Abb. 7: Entwicklung ISO 50001

Kohärente Normen sind der Schlüssel für eine erfolgreiche Gestaltung der globalen und betrieblichen Energieeffizienz. Deutschland ist hiervon als Exportland beeinflusst. Kohärente internationale Normen der Energieeffizienz bieten

- eine global gültige Terminologie
- greifbare Leistungsmerkmale und Methoden, z.B. Messung und Überprüfung
- Prozessschritte in der Herangehensweise an ein Energiemanagement
- Hilfestellungen und Kenngrößen
- Konsens über Stand der technischen Entwicklung und Machbarkeit in der Umsetzung

Konkrete Werte schaffen kohärente internationale Normen der Energieeffizienz durch

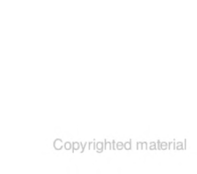
- Steigerung der Wahrnehmung in den Leitungs- und Unternehmensebenen
- Klare Zuordnung der Verantwortlichkeiten einer Förderung der Umsetzung des Energiemanagements in der Praxis

- Eine Vertrauen und Verständnis bildende Ebene zwischen Produkt/ Lösungsanbietern, Dienstleistern und deren Kunden
- Vermeidung technischer Handelshemmnisse auf Grund unterschiedlicher Festlegungen
- Unterstützung von Energieeffizienztechnologien und deren Akzeptanz auf internationalen Märkten.

Energiemanagement unterstützt Organisationen beim Aufbau von Systemen und Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, reduziert Energiekosten und schont die Umwelt.

## Quellenhinweis

Vereinzelt wurden Formulierungen aus anderen gemeinsamen Publikationen von Christoph Graser / Dr. Paul Girbig entnommen.


Copyrighted material

# Energiemanagement nach EN 16001/ ISO 50001 (FDIS)

## Erfahrungen aus der Zertifizierung

Prof. Dr. Ing. Jan-Uwe Lieback

*GUT Certifizierungsgesellschaft für Managementsysteme mbH, Umweltgutachter, Eichenstraße 3b, 12435 Berlin, Deutschland,*
*E-mail: info@gut-cert.de, Telefon: +49(0)30/536062-31*

## Kurzfassung

Steigende Energiepreise und härter werdender Wettbewerb machen den rationellen Energieeinsatz wichtiger denn je. Systematisches Energiemanagement hat sich als wirksames Instrument zur Senkung des spezifischen Energieverbrauchs und der Energiekosten bewährt. Parallel können die direkten und indirekten $CO_2$-Emissionen einer Organisation, derzeit als „Corporate Carbon Footprint“ (CCF) bezeichnet, gesenkt werden. Bei der Einführung eines Energiemanagementsystems ergeben sich in der Praxis einige Fragen und Problemstellungen. Durch jahrelange Erfahrungen aus der Zertifizierung solcher Systeme erarbeitete die GUT Certifizierungsgesellschaft für Managementsysteme mbH, Umweltgutachter, einen „Leitfaden zum effizienten Energiemanagement“.

Dieser stellt eine Hilfestellung für die Einführung von Energiemanagementsystemen im Unternehmen dar – eine Anleitung aus der Praxis für die Praxis.

## Stichworte

Energiemanagementsystem, Erfahrungen Zertifizierung, EN 16001, ISO 50001, Leitfaden zum effizienten Energiemanagement

# 1 Einleitung

Energieeinsparung ist das Gebot der Stunde. Die Steigerungsraten des letzten Jahres haben zu einem Energiepreisniveau geführt, dass sich auf absehbare Zeit wohl nicht mehr zurück drehen lassen wird, wenn neben China jetzt auch Indien massiv in seine Industrialisierung investieren will. Es ist unablässig den Energiebedarf zu senken und die Energieeffizienz zu steigern, um die $CO_2$-Emission zu verringern und somit dem Klimawandel entgegen zu wirken.

Im sparsamen Umgang mit Energie liegen derzeit große Chancen zur Kostensenkung. Auch die Teilnehmer des Energiegipfels der Bundesregierung vom April 2006 waren sich damals schon einig darin, dass die Effizienz der Energienutzung weiter verbessert werden muss und kann.

„Energiemanagementsysteme" haben in Deutschland eine facettenreiche Geschichte. Anfangs als „Energieaudit" bezeichnet, sollte dies 2003 für Betriebe des verarbeitenden Gewerbes Voraussetzung zur Erstattung der Energiesteuer werden. Mit dem Regierungswechsel 2005 wurden die vorbereitenden Arbeiten verschiedener Forschungsträger des Umweltbundesamtes[1] erst einmal ad acta gelegt.

Im August 2007 tauchte das Energieaudit, nun „Energiemanagementsystem" genannt, in den „Eckpunkten für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, den Beschlüssen von Meseberg"[2], wieder auf. Hiernach sollen spätestens ab 2013 zusammen mit der Wirtschaft verpflichtende Energiemanagementsysteme eingeführt werden. Im Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010[3] wird dies sogar noch verschärft formuliert. Demnach sollen ab 2013 Steuervergünstigungen im Rahmen der Energie- und Stromsteuer nur noch an die Durchführung von Energiemanagementsystemen geknüpft werden.

In der letzten Lesung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) wurde das Umsetzen eines Energiemanagementsystems vom Parlament als verpflichtend festgesetzt: Für alle Antragsteller nach der Ausgleichsregelung für Unternehmen des produ-

---

[1] Forschungsprojekt des Umweltbundesamt (UBA), FKZ 203 14 106: "Ökologische Steuerreform: Energieintensive Prozesse/ Energieaudit"

[2] Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung: Nr. 6. der Meseberger Beschlüsse vom 23./ 24. August 2007

[3] „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung" der Bundesregierung vom 28.09.2010

zierenden Gewerbes im § 41 Abs. 1 Satz 4 EEG 2009, nachzuweisen mit dem Testat eines unabhängigen Gutachters.

Am 1. Juli 2009 trat schließlich die Europäische Norm zum Energiemanagement, die EN 16001:2009, in Kraft, welche im August auch als deutsche Norm DIN EN 16001:2009 veröffentlicht wurde. Weiterhin sind die Arbeiten an einer neueren Version des EnMS auf internationaler Ebene der ISO 50001 weit fortgeschritten, die das Energiemanagement in Jahresfrist international regeln wird. Sie wird die ersten Schritte zur Erhebung der Energiedaten und die zu Beginn stehende Energiebilanz zur Erkennung von Einsparpotenzialen detaillierter regeln. Die beiden Normen tauchen bereits im oben genannten Energiekonzept der Bundesregierung namentlich auf.

## 2 Was ist ein Energiemanagementsystem

Ein Management ist ein Instrument zur Schaffung grundlegender Strukturen von Prozessen und Verfahren, mit welchen eine Organisation sicherstellt, dass sie alle zum Erreichen ihrer Ziele erforderlichen Aufgaben bewältigt. Mit einem Managementsystem sollen alle systematischen, planenden, entscheidenden und kontrollierenden Maßnahmen, Regelungen und Aktivitäten zur Erreichung eines gesetzten Zieles nachvollziehbar errichtet werden.

Das Energiemanagement im Speziellen soll die Energiekosten senken und die Effizienz der Energienutzung erhöhen. Ein Energiemanagementsystem (EnMS) dient der Umsetzung des Energiemanagements. Es stellt notwendige Ressourcen zur Verfügung, um den Gedanken der Energieeffizienz in allen Prozessen und bei allen Mitarbeitern fest zu verankern. Ähnlich dem Umwelt- (UMS) und Qualitätsmanagement (QMS) basiert auch das EnMS auf dem PDCA-Zyklus (Plan-Do-Check-Act), um eine kontinuierliche Verbesserung zu verwirklichen. Durch das systematische Erfassen von jeglichem Inventar und die dazugehörigen Energiedaten eines Unternehmens, können Energiefresser oder sonstige Schwachstellen erkannt und schließlich verbessert werden.

Das EnMS nach der EN 16001/ ISO 50001 (FDIS) ist vom Aufbau nach gleichartig dem UMS nach der ISO 14001. Jedoch ist der Fokus des EnMS alleinig auf die Energie gerichtet, mit dem Vorteil, dass es durch diese Spezialisierung effizienter wirkt als das UMS im Bereich Energie. Durch den Energieeinsatz und die effiziente Nutzung von Energieträgern sind weitreichende positive Effekte auch auf die Umwelt zu er-

warten. Neben der Verringerung von Umweltwirkungen wie Abwärme und $CO_2$-Emission sind auch die Energieeffizienz und damit das Einsparen von Kosten wesentliche Vorteile.

Der folgende Vergleich von UMS und EnMS (Tabelle 1) zeigt sehr deutlich, wie sich die beiden Managementsysteme gleichen und in wieweit das EnMS den neuen Anforderungen der Energieeffizienz entspricht.

| ISO 14001 | DIN EN 16001 |
|---|---|
| 4.1 Bestimmung des Anwendungsbereichs | 3.1 Bestimmung der (Bilanz-) Grenzen des Systems |
| 4.2 Ständige Verbesserung des Umweltmanagementsystems **(des Systems)** | 3.2 Ständige Verbesserung der Energieeffizienz **(der Leistung!)** |
| 4.3.1 bedeutende Umweltaspekte | 3.3.1 Frühere Energieverbrauch und Energiefaktoren<br>Abschätzung des zukünftigen Energieverbrauchs<br>Liste der (aller!) Möglichkeiten für Einsparungen |
| 4.3.3 Ziele und Einzelziele (für wesentliche Umweltaspekte) | 3.3.3 Festlegung strategischer(!) und operativer Energieziele (für Parameter mit wesentlichem Einfluss auf die Effizienz) |
| 4.4.1 Leitung der Organisation ernennt Managementbeauftragen | 3.4.1 TOP-Management ernennt Energiemanager |
| 4.4.2 Schulung aller Mitarbeiter „mit wesentlichem Einfluss“ | 3.3.2 Qualifikationsanforderung für Energiemanager und von Personal mit „wesentlichem Einfluss“<br>Sowie für „Management auf allen Ebenen“ (im EnMS) |
| 4.4.2 Ablauflenkung „wesentlicher Umweltaspekte“ | 3.4.6 Kriterien für Betrieb und Instandhaltung (Gebäude & Anlagen)<br>Energetische Betrachtung bei Beschaffung von Material und Dienstleistungen<br>Beschaffung von Einrichtungen mit wesentlichem Verbrauch: Effizienz wesentliches Kriterium (Information an Lieferanten) |
| 4.4.7 Notfallvorsorge | 3.3.7 keine! |

| | |
|---|---|
| 4.5.1 Überwachung & Messung der Umweltauswirkungen | 3.5.1 Überwachung & Messung & Bewertung (Verbrauch und Faktoren) gegenüber Planung Aufzeichnung zu Abweichungen<br>Benchmarking der Energieindikatoren mit vergleichbaren Organisationen |
| 4.5.3 Internes Audit | Interne Auditierung des EnMS |
| 4.6 Oberstes Führungsgremium bewertet System auf Basis bestimmter Dokumentation | 3.6.1 Top Management bewertet<br>3.6.2 Eingangsparameter für das Managementreview<br>3.6.3 (Mindest-) Ergebnisse des Review |

Tab. 1: Vergleich von DIN ISO 14001 (UMS) mit DIN EN 16001(EnMS)

Erfahrungsgemäß sind Unternehmen mit der systematischen Herangehensweise der EN 16001 sehr zufrieden. Durch die gleiche Systematik der Managementsysteme haben es solche Anwender, die bereits Erfahrungen mit UMS oder QMS haben, sehr leicht mit der Einführungen von EnMS. Der finanzielle Nutzen des Systems wird beim Aufbau unmittelbar deutlich, da überall große Einsparpotentiale erkannt werden konnten. Die Effekte zeigten sich schnell nach der Einführung des Systems. Die Praxis zeigt außerdem das UMS mit Schwerpunkt auf dem Energieverbrauch zwar zu erheblichen Energieeinsparungen führen können, aber doch nicht den Aufmerksamkeitswert und die Durchschlagkraft eines systematischen Ansatzes nach EN 16001 besitzen.

# 3 Erste Schritte zur Einführung eines Energiemanagementsystems

Der Vergleich von UMS und EnMS (Tabelle 1) zeigt, dass das Energiemanagementsystem sehr viel weiter in die Tiefe geht und klare Strukturen zur effizienten Verbesserung der Unternehmensstruktur bietet. Die Änderungen ergaben sich aus praktischen Problemen bei der Umsetzung des UMS. So war zum Beispiel im UMS laut 4.1 von der „Bestimmung des Anwendungsbereichs" die Rede. Es stellt sich die Frage, wie weit der Bereich gefasst wird und welche Bereiche mit betrachtet werden sollen. Das EnMS konkretisiert diesen Schritt, fordert eine Bilanz und die Festlegung einer

„Bilanzgrenze des Systems", denn nur sie ermöglicht eine erste genaue Verbrauchsanalyse. Mit einer Energie-Kosten- und $CO_2$-Bilanz kann der Energieeinsatz den Energieverbräuchen zugeordnet werden. Viele Unternehmen wissen ganz genau, was als Input in den Produktionsprozess hinein geht und was am Ende dabei raus kommt. Praktisch müssen in einem Unternehmen alle Energieeinsätze wie Strom, Gas, (Fern-) Wärme, Öl/Diesel, Koks/Kohle, Bio- und Ersatzbrennstoffe, sowie Druckgase und Kühlwasser erfasst werden (Abbildung 1). Weiter müssen alle Verbraucher im Unternehmen identifiziert werden, wie Maschinen, Heizung, Lichttechnik etc. Schließlich muss alles was das Unternehmen verlässt (Output) erfasst werden, darunter fallen zum Beispiel das Produkt, Nebenprodukte wie Fernwärme, Abfall, Abwärme und sonstige Verluste.

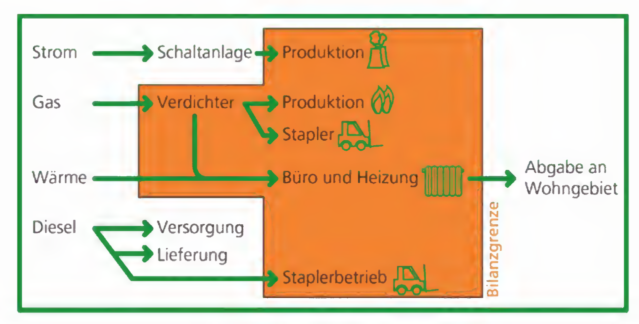



Abb. 1: Festlegung der Bilanzgrenzen

Die Bilanzierung und die Erhebung der Energiedaten ist von wesentlicher Bedeutung zum Beginn eines EnMS und damit der wichtige erste Schritt. Eine frühe und saubere Bilanzierung innerhalb der festgelegten Grenzen ist die Basis für ein gut funktionierendes Managementsystem zur Verbesserung der Energieeffizienz. Es empfiehlt sich zur Analyse und Bewertung, alle energierelevanten Daten periodenbezogen (jährlich) systematisch in zwei Tabellen - einmal für den Energieeinsatz und zum anderen für die Energieverwendung - aufzunehmen. Die Zahlen dieser beiden Tabellen bilden zusammen die Energiebilanz der Organisation bzw. für den gesetzten Bilanzrahmen.

Die Energiebilanz beginnt mit der Analyse des Energieeinsatzes. Über die Abrechnungen der Versorger bzw. den Einkaufsbelegen von Brennstoffen sollten die Daten der vergangenen Jahre periodisch aufgelistet werden. Parallel sollten dazu relevante Einflussfaktoren wie Produktionsleistungen, die beheizte Fläche, die Außentemperatur etc. notiert werden, um später erste Kenngrößen zu ermitteln. So entsteht eine Grundlage für die Bewertung der übergeordneten Einflussfaktoren als Basis für das Erkennen erster Verbesserungspotentiale. Da die Erzeugung bzw. der Verbrauch von Energie unterschiedliche Umweltbelastungen erzeugt, gekennzeichnet wesentlich durch die $CO_2$-Emissionen, sollte auch der „Carbon Footprint" mit aufgezeichnet werden. Dazu müssen die (indirekten und direkten) $CO_2$-Emissionen ermittelt werden (Beispiel Tabelle 2), um die Energieeinsparungen gezielt in Richtung einer Umweltentlastung zu lenken.

| Energieträger | Menge [MWh/a] | Anteil an Gesamt [%] | Kosten [€/MWh] | Kosten an Gesamt [%] | $CO_2$-Emissionen [t] | $CO_2$ an Gesamt [%] | Messsystem/ Genauigkeit |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | |

Tab. 2: Beispiel für die periodenbezogene Erfassung eingesetzter Energieträger

All diese Daten sind allerdings nur mit einer adäquaten Messung zu identifizieren. Es ist darauf zu achten, dass die Genauigkeiten den Verbräuchen angemessen sind. Sinnvoll ist es die Ungenauigkeiten mitzuführen, um Fehler in der Messung kontrollieren zu können und eventuell in eine bessere Messtechnik in den Folgejahren zu investieren. Eine grafische Auswertung der Daten in einer sogenannten Stoffstromanalyse (z.B. Sankey-Diagramm wie in Abbildung 2) ordnet den Input mit Zwischenstufen den Endverbrauchern zu.

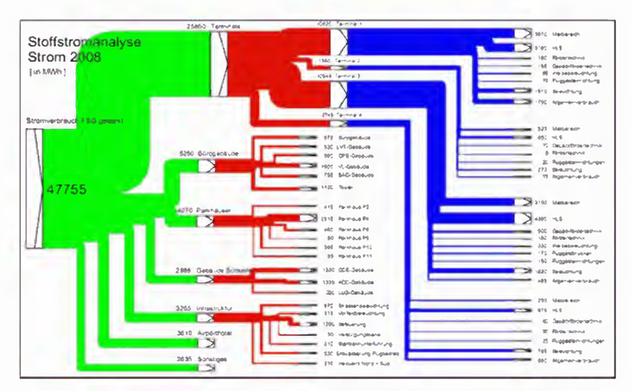



Abb. 2: Beispiel einer grafischen Energieeinflussdarstellung (Sankey-Diagramm)

Diese Grafik hilft optisch die Energiefresser zu identifizieren und die Einsparpotenziale zu bestimmen. Es ist sinnvoll, die Verbraucher nach Größe (Absolutverbrauch) und Art (Lastgang, Beeinflussbarkeit) zu ordnen und diese mit einem Benchmarking intern oder auch innerhalb der Branche zu vergleichen. Weiterhin sollten die wesentlichen Einflussfaktoren wie die Rohmaterialien, Schicht- und Produktionspläne, sowie die Arbeitsrhythmen und das Wetter bzw. Jahreszeiten erfasst werden. Daraus ergeben sich realistische Verbesserungsmaßnahmen bzw. Einsparpotentiale (Tabelle 3) aus denen sich wiederum Einsparziele ableiten lassen.

| Einsparziel | Maßnahme(n) | Kosten | $CO_2$-Einsparung | ROI [a]/ Kosteneinsparung | Verantwortlich | Frist bis |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Stromeinsparung von 37 400 MWh | Steuerungsoptimierung und Ersatz alter Trafos | 3.150 € | 16 800 | < 2 | Technische Planung | 05/20xx |
| Verringerung des Verbrauchs um ca. 690 MWh | Senkung des Dieselverbrauchs um 5 % durch Einsatz von Altfetten | 0 € | 185 t/ a | Sofort 64 000 €/ a | Produktionsleiter | 07/20xx |
| Verringerung des Stromverbrauchs um 74 MWh | Pumpen nur noch automatisch zulaufen lassen | 0 € | 48 t/ a | Sofort 6 500 €/ a | Technische Planung | 04/20xx |
| Verringerung des Stromverbrauchs um 1 350 kWh/ Leuchte | Austausch effizienter Leuchtlampen | 100 €/ Leuchte | 878 kg/ Leuchte/ a | 117 €/ Leuchte | Haustechnik | 03/20xx |
| Verringerung des Stromverbrauchs um 50 MWh | Absenkung der Pressluft (Druckluft) um 1 bar | 0 € | 31 t/ a | Sofort 6.150 €/ a | Technische Planung | 03/20xx |
| Verringerung des Stromverbrauchs um 350 MWh | Einspeisung von Strom aus Wasserkraft | 100.000 € | 200 t | < 3 35 000 €/ a | Technische Planung | 04/20xx |
| Verringerung des Stromverbrauchs um 1.000 MWh | Reduzierung der Druckluftnetzverluste durch nicht abschließende Kondensableiter | 10.000 € | 570 t | < 0,2 55 000 €/ a | Produktionsleiter | 11/20xx |
| Reduktion des Gasverbrauchs um 300 MWh | Reduktion der Trocknerleistung um 50 % | 0 € | 600 t | sofort 8 100 €/ a | Produktionsleiter | 05/20xx |
| Verringerung des Stromverbrauchs um 250 MWh | Installation eines Energiekontrollsystems zur effizienten Fahrweise von Öfen | 15 000 € | 169 t | < 1 23.550 €/ a | Produktionsleiter | 06/20xx |

Tab. 3: Beispiel für Energieeinsparmaßnahmen aus Energieprogrammen

# 4 Beispiele von Einsparpotenzialen aus der Praxis

Aus der Praxis sind häufige Effizienzpotentiale bekannt, die mit wenig Kosten einen großen Effekt erzielen können. Ein Beispiel hierfür sind organisatorische Maßnahmen zur Abschaltung oder dem Herunterfahren nicht benötigter Aggregate. Das Abschalten von Aggregaten in Pausen und Ruhezeiten bedingt zwar eine intensive Schulung der Mitarbeiter, hat aber ein erhebliches Einsparpotenzial. Weiterhin kann die Leistungsanpassung bzw. die Reduktion der Leistung ohne Produktionseinbußen zur Effizienz beitragen. Zwei statt drei Pumpen können beispielsweise verwendet werden. Auch in der Verwaltung und bei den administrativen Aufgaben im Büro existiert ein erhebliches Energieeinsparpotenzial, wenn man sich das Betriebsinventar genauer anschaut. Virtuelle Server statt physikalische sparen Energie und den Primärrohstoffeinsatz. Auf Produktionsebene können 7 bar statt 9 bar der verwendeten Druckluft zu Einsparungen führen. Ein anderes Beispiel ist die Nutzung von Abwärmepotentialen durch intelligente Auskopplung von Wasserkühlung statt Luftkühlung oder eine Kon-

densatrückführung. Auch die Optimierung der Taktzeiten von Heizungssystemen, um die Warmhalteperioden zu minimieren, helfen Energie und somit Kosten zu sparen.

Maßnahmen mit hohen Investitionskosten erzielen oft einen sehr großen Einsparef-fekt und amortisieren sich in kürzester Zeit. Zu diesen Maßnahmen gehören zum Bei-spiel eine intelligente Mess- und Regeltechnik, wie die Lichtsteuerung am Tag und in der Nacht. Ein Austausch der Leuchtmittel kann bei vielen Unternehmen bis zu 70 % des Lichtstroms einsparen. Auch eine intelligente Gebäude- und Anlagensteuerung durch den umfassenden Einbau von Mess-, Steuer- und Regeltechnik hilft den Ener-giebedarf zu minimieren. Bei stark schwankender Leistung von Antrieben erwies sich eine Frequenzregelung als hilfreich, die sich oft schon im laufenden Jahr amortisiert. Auch die Verbesserung bzw. der Einbau von Blindstromkompensatoren kann den Verlust von Energie verringern.

Sofern eine Verbesserung der Wärmedämmung und Heizung bisher noch nicht er-folgte, wird zu einer Isolation von Gebäuden, Hallendächern und Leitungen geraten. Weiterhin können auch durchfeuchtete Isolationen an Kühlhäusern durch schadhafte Dampfsperren zu Verlusten führen, die unbedingt ausgewechselt bzw. erneuert wer-den sollten. Auch der Einsatz von Infrarotstrahlern statt Warmluftheizungen und der Austausch alter Heiz-/ oder Kühlaggregaten birgt ein hohes Einsparpotenzial in sich.

Ein Exkurs zum Thema Druckluftanlagen zeigt in welchen weiteren Bereichen Po-tenziale zur Energieeinsparung stecken. Druckluft wird oft als Energieträger für pneumatische Systeme oder zur Reinigung verwendet. Das Herstellen von Druckluft ist sehr energieintensiv, wobei bei der Komprimierung viel Wärme entsteht, die meist immer noch als Abwärme verloren geht. Die Kombination von Einzelmaßnahmen bietet in der Regel ein hohes Energieeinsparpotenzial und rentiert sich durch einge-sparte Kosten in kürzester Zeit. Eine einfache Maßnahme ist die Minimierung von Leckagen, die im Schnitt ein Einsparpotenzial bis zu 25 % besitzt. Eine Frequenzrege-lung zur Anlaufverringerung und das konstante Halten des Netzdrucks in Kombinati-on mit einer Verlustminimierung kann ein Einsparpotential von 10 - 20 % aufweisen. Die bereits angesprochene Druckverminderung des Netzes von 1 bar bis 2 bar hat ein Einsparpotenzial von ca. 7 % je bar und das Abschalten von Netzteilen in Pausen und Ruhezeiten sogar weitere 5 - 10 %. Eine gezielte Auskopplung der anfallenden Wär-me aus der Kompression auf ein Temperaturniveau von mehr als 70°C, um sie schließlich gezielt für weitere Heizprozesse zu nutzen, erlaubt eine Wärmerückgewin-nung von bis zu 50 %.

## 5 Leitfaden zum effizienten Energiemanagement

Wer sich mit Energiemanagement beschäftigt, will sicher nicht vordringlich eine „Norm“ erfüllen. Vielmehr wird es ein Ziel sein, dauerhaft energieeffizienter zu handeln, davon wirtschaftlich zu profitieren und damit gleichzeitig die Umwelt zu entlasten.

Der „Leitfaden zum effizienten Energiemanagement“ der GUTcert[4] strebt deshalb auch nicht in erster Linie an, ein Unternehmen auf die Umsetzung und Einhaltung einer Norm, wie der EN 16001:2009 oder der ISO 50001 vorzubereiten. Vielmehr soll er Schritt für Schritt helfen, den Umgang mit Energie bewusst zu machen und dabei immer wieder Potentiale zu Einsparungen aufzuzeigen sowie schrittweise die Einführung des Energiemanagementsystems darzustellen. Eine Anleitung aus der Praxis für die Praxis, die hilft auf effizientem Weg Energie zu sparen, somit auch Kosten zu sparen. Und ganz nebenbei dem Unternehmen ein regelkonformes Energiemanagementsystem ermöglicht. Danach kann sich ein Unternehmen dann auch zertifizieren lassen.

Der Leitfanden entstand auf der Basis von über 150 in den letzten Jahren geprüften Energiemanagementsystemen bei kleinen, mittleren und vielen sehr großen Unternehmen aus dem produzierenden Gewerbe aber auch Dienstleistungsgewerbe. Er wird ständig aktualisiert und existiert derzeit in drei Sprachen. Anwender dieses Leitfadens werden über drei Stufen in 18 einfachen Schritten in ein Energiemanagementsystem eingeführt.




Abb. 3: Leitfaden zum effizienten Energiemanagement in 3 Sprache

[4] Leitfaden zum effizienten Energiemanagement, GUTcert Certifizierungsgesellschaft für Managementsysteme mbh, Umweltgutachter, www.gut-cert.de

In *Stufe 1* wird die Projektidee in einer ersten Zustandserhebung verwirklicht. Die Energiesituation wird analysiert und automatisch, ganz nebenbei werden viele Einsparpotenziale identifiziert. Eine Projektleitung wird ernannt, das Projekt geplant, mit dem passenden Rahmen (Bilanzgrenzen) der erste Ist-Zustand erhoben, bewertet und daraus erste Ziele zur Energieeinsparung benannt, woraus ein Energieprogramm entsteht.

In *Stufe 2* wird Schritt für Schritt die Energiepolitik formuliert, die entsprechenden Ressourcen (Finanzen, Personal, Organisationsstrukturen) bereitgestellt, eine Struktur zur Dokumentation erarbeitet, das Bewusstsein der Mitarbeiter geweckt und ein Schulungsplan erarbeitet, die Art und Struktur der Kommunikation festgelegt und schließlich durch eine Energieeinsatzplanung die benannten Verbesserungsmaßnahmen geplant, um den Prozess der Energieeffizienzsteigerung in der Organisation zu integrieren.

In *Stufe 3* tritt man schließlich in den kontinuierlichen Kreislauf der Verbesserung auf Basis des PDCA-Zykluses ein. Die aufgebauten Organisationsstrukturen werden angewandt (DO), die Energiedaten aktualisiert und ein internes Audit durchgeführt (CHECK), um den Erfolg oder Misserfolg der Maßnahmen des vorherigen Schrittes in Zahlen kenntlich zu machen. Schließlich werden die Daten und Fakten durch die Leitung bewertet (ACT) und daraus die Ziele und das Energieprogramm angepasst oder neue Ziele gesteckt (PLAN).

Je nach Organisationszweck, -größe, Betroffenheit oder Ziel, kann man auf jeder Stufe verweilen, oder einen Schritt zurückgehen, oder die Schritte zügig hintereinander und/oder teilweise parallel nehmen. Insbesondere die Umsetzung der *Stufe 1* und *Stufe 2*, lässt eine systematische Struktur entstehen, die einen Zyklus zur kontinuierlichen Verbesserung in Gang gesetzt hat. Ist die dritte Stufe erklommen, sind „ganz nebenbei“ die Anforderungen der EN 16001:2009 oder der in Vorbereitung befindlichen ISO 50001 umgesetzt und einer Zertifizierung steht nichts mehr im Weg. Das wäre dann ein letzter Schritt, um die Energieeffizienzsteigerung zu einem kontinuierlichen Prozess zu machen und sich zusätzlich Anerkennung zu holen. Vor allem zum Schutz des Klimas und zur Erlangung finanzieller und rechtlicher Erleichterungen wird dies voraussichtlich zukünftig eine Pflicht sein.

Der Leitfaden ist kostenlos auf der Homepage http://www.gut-cert.de verfügbar.

## Abbildungsverzeichnis



## Tabellenverzeichnis



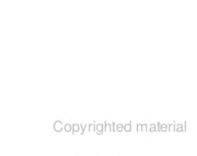
## Literaturverzeichnis

[1] Forschungsprojekt des Umweltbundesamt (UBA), FKZ 203 14 106: *"Ökologische Steuerreform: Energieintensive Prozesse/ Energieaudit"*

[2] *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung*: Nr. 6. der Meseberger Beschlüsse vom 23./ 24. August 2007

[3] *„Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“* der Bundesregierung vom 28.09.2010

[4] Prof. Dr.-Ing. Jan Uwe Lieback, Jochen Buser und Doreen Gnebner: *Leitfaden zum effizienten Energiemanagement – über drei Stufen mit 18 Schritten zum effizienten Energiemanagement. 2011.*


Copyrighted material

# Leitfaden zur Untersuchung und Optimierung elektrischer Antriebe

Anna Gruber

*Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 80995 München, Deutschland, E-mail: agruber@ffe.de, Telefon: +49(0)89/158 121-62*

## Kurzfassung

Das Thema Energieeffizienz rückt, unter anderem aufgrund stetig steigender Energiepreise, immer stärker in den Vordergrund. Der Realisierung der großen vorhandenen Effizienzpotenziale wirken allerdings verschiedenste Hemmnisse entgegen. Die Umsetzung wird teilweise auch verhindert, weil der Energieverantwortliche nicht ausreichend Zeit für die Begleitung der Maßnahmenumsetzung hat oder zu kurze Amortisationszeiten von zwei oder drei Jahren gefordert werden. Häufig fehlt das nötige Fachwissen, um bereits in der Planungsphase die Energietechnik ausreichend detailliert zu betrachten.

Das Informationsdefizit kann durch Eigeninitiative des Energieverantwortlichen, z.B. durch den Besuch von Seminaren zu verschiedenen Technikbereichen der Energieversorgung und -anwendung, aber auch durch Studium von Fachliteratur innerhalb kurzer Zeit behoben werden. Aus diesem Grund hat auch das Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit die Erstellung eines Leitfadens zur Untersuchung und Optimierung von elektrischen Antrieben beauftragt. Dadurch wird ein weiterer Beitrag zur Unterstützung der Effizienzsteigerung in der Industrie geleistet. Der Leitfaden wurde durch den Test in sechs Pilotbetrieben auf seine praktische Anwendbarkeit getestet und im November 2010 veröffentlicht.

## Stichworte

Energieeffizienz, Energieeffizienzsteigerung, elektrische Antriebe, Verbrauchsreduktion, Effizienzklassen, Leitfaden, Druckluftkompressoren, Gebläse und Ventilatoren, Hydraulik- und Umwälzpumpen, Materialfluss- und Fördertechnik, Querschnittstechnologien

# 1 Einleitung

Rund zwei Drittel des Strombedarfs in der deutschen Industrie entfallen auf elektrische Antriebe. Der Großteil (ca. 70 %) wird in den Querschnittstechnologien, den Prozess- oder Betriebsinfrastruktursystemen benötigt. Nur etwa ein Drittel ist in den eigentlichen Produktionsanlagen erforderlich. Als Querschnittstechnologien werden beispielsweise Druckluft, Pumpen, Lüftung und Klimatechnik oder Fördertechnik bezeichnet, da sie in vielen Bereichen von Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleitung, aber auch in Haushalten eingesetzt werden. Oft wird bei der Energieoptimierung der Fokus auf die Produktionsanlagen gelegt. Allerdings besitzen auch Nebenanlagen erhebliche Energieeinsparpotentiale, welche jedoch in vielen Betrieben vernachlässigt werden, da diese nicht unmittelbar der Erhöhung der Produktivität dienen.

Das Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG) hat es sich daher zum Ziel gesetzt, kleine und mittlere Betriebe (KMU) in Bayern bei der Erschließung von betrieblichen Energieeinsparpotentialen ihrer Antriebe zu unterstützen. Ein Leitfaden zur Untersuchung und Optimierung elektrischer Antriebe soll Unternehmen dabei helfen, ihr Einsparpotenzial zu identifizieren und die Effizienz der elektrischen Antriebe zu steigern.

# 2 Ziele des Projektes

Die Ziele des Projektes waren:

- Aufzeigen der Energieeffizienz- und Einsparpotenziale bei elektrischen Antrieben über die gesamte Prozesskette (ganzheitlicher Ansatz),
- Lieferung übertragbarer, branchenübergreifender Ergebnisse und Erstellung eines nutzerorientierten, praxiserprobten und barrierefreien Leitfadens,
- Reduzierung der potentiellen Hemmnisse und Barrieren bei der Identifikation von Maßnahmen und deren Umsetzung zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung,
- Ausstattung des Leitfadens mit Praxisbeispielen aus den Pilotbetrieben und
- Entwicklung von Maßnahmen zur Realisierung von Energieeinsparung und Effizienzsteigerung.

# 3 Vorgehensweise

Zunächst wurde ein Leitfaden entworfen, der anschließend in den sechs teilnehmenden Pilotbetrieben getestet und um die Optimierungsvorschläge aus den untersuchten Betrieben erweitert wurde. Das Projektteam wurde zusätzlich von einer Lenkungsgruppe, bestehend aus Vertretern des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt und Gesundheit, des Landesamts für Umwelt, des Zentralverbands der Elektrotechnik- und Elektronikindustrie und der Industrie- und Handelskammer für München und Oberbayern, unterstützt.

Durch diese Herangehensweise konnte ein möglichst praxiserprobter, nutzerorientierter und branchenübergreifender Leitfaden zur Untersuchung und Optimierung elektrischer Antriebe erstellt werden.

Der endgültige Leitfaden besteht aus einem allgemeinen und einem spezifischen Teil. Der allgemeine Teil beinhaltet grundsätzliche Informationen zum Thema „Untersuchung und Optimierung elektrischer Antriebe", wie beispielsweise die Änderung der Energieeffizienzklasseneinteilung (siehe Tabelle 1, Abbildung 1). Der allgemeine Teil dient vor allem der Einführung in die Thematik.

Tabelle 1: Kennzeichnung der Energieeffizienzklassen von Motoren

| Bisherige Kennzeichnung (nach EU/CEMEP, europaweit) | Neue Kennzeichnung (nach IEC-Norm, international) | Wirkungsgrad |
|---|---|---|
| - | IE 3 | Premium |
| eff 1 | IE 2 | Gehoben |
| eff 2 | IE 1 | Standard |
| eff 3 | - | Unter Standard |

Ebenfalls wird im allgemeinen Teil die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung thematisiert. Es wird darauf eingegangen, dass neben der Amortisationszeit auch die interne Verzinsung einer Maßnahme betrachtet werden sollte, da die Amortisationszeit lediglich das Risiko und die interne Verzinsung die Rendite einer Maßnahme darstellt.

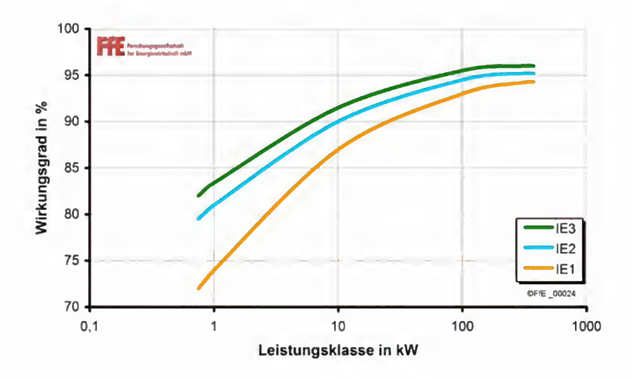



Abbildung 1: Wirkungsgrad der verschiedenen Antriebe-Effizienzklassen

Der spezifische Teil ermöglicht es einem fortgeschrittenen Anwender, die für ihn relevanten Informationen rasch und gezielt im jeweiligen Kapitel zu finden.

Der spezifische Teil gliedert sich in die vier Bereiche:

- Druckluft- und Kälteanlagen,
- Gebläse und Ventilatoren,
- Hydraulik- und Umwälzpumpen sowie
- Materialfluss- und Fördertechnik.

Beide Teile des Leitfadens sind anhand eines Fragenkataloges aufgebaut. In den Kapiteln des spezifischen Teils wird detailliert beschrieben, wie der Nutzer bei der

- technischen Datenerfassung,
- Verbrauchserfassung,
- Bedarfsermittlung und
- Dimensionierungsprüfung

vorgehen soll.

Für jede Querschnittstechnologie existiert im Leitfaden eine separate Checkliste, in welcher die wichtigsten Maßnahmen aufgelistet sind. Zusätzlich ist vermerkt, ob bei der Durchführung externe Hilfe erforderlich ist und welchen organisatorischen und wirtschaftlichen Aufwand die Maßnahmenumsetzung bedeutet. Auf Wunsch der Betriebe wurde das Thema „Neuanschaffung" als fünfte Checkliste aufgenommen. Im allgemeinen Teil des Leitfadens wurde eine generelle Vorgehensweise zur Untersuchung und Optimierung der elektrischen Antriebe festgelegt. In Abbildung 2 ist der Ablauf von der Datenerhebung über die Dimensionierungsprüfung bis zur Maßnahmenumsetzung beschrieben.

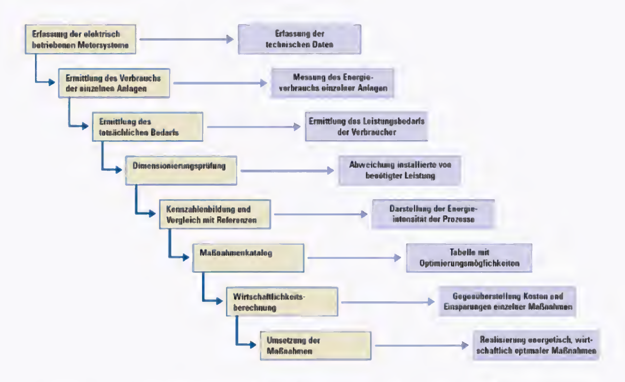



Abbildung 2: Vorgehensweise zur Untersuchung und Optimierung elektrischer Antriebe

Als erster Schritt zur Optimierung müssen die technischen Daten des Systems erfasst werden. Hierzu sind im Leitfaden Tabellen vorhanden, in welchen die wichtigsten Parameter, wie beispielsweise installierte Leistung, Drehzahl oder Leistungsfaktor eingetragen werden können. Weiter sind Daten zur Betriebsweise und zu Betriebszeiten erforderlich. Im Anschluss muss der Energieverbrauch im Ist-Zustand erfasst werden. Der Leitfaden gibt hierzu Hilfestellungen, wie bei elektrischen Antrieben vorgegangen werden kann. Dabei wird unterschieden in ungeregelte, stufengeregelte und mit Frequenzumrichter geregelte Antriebe sowie in die ein- und dreiphasige Leistungsmessung. Eine Messung des Verbrauchs ist jedoch nicht unbedingt erforderlich.

Oft kann durch Kenntnis der technischen Daten und der Betriebsweise bereits abgeschätzt werden, wie hoch die jährliche Energieaufnahme ist.

Im nächsten Schritt muss der tatsächliche Bedarf der Abnehmer ermittelt werden. Hierzu ist es nötig, das Gesamtsystem zu betrachten. Erst durch optimale Anpassung an die Anforderungen der Verbraucher kann in der Dimensionierungsprüfung die passende Leistungsklasse des Antriebs gewählt werden.

Nach Abstimmung von Verbrauch und Bedarf kann schließlich die Optimierung und die regelmäßige Prüfung bzw. das Monitoring der Verbräuche erfolgen. Möglich ist beispielsweise eine Kennzahlbildung, welche ein wiederkehrendes Controlling ermöglicht. Für die Optimierung mehrerer Antriebe kann ein Maßnahmenkatalog erstellt werden, wobei für jede der Maßnahmen vorab die Wirtschaftlichkeit betrachtet wird. Anschließend werden ausgewählte Optimierungsvorschläge umgesetzt.

Zusätzlich zum Leitfaden wurden ein Managementflyer sowie ein EDV-Tool entwickelt. Das EDV-Tool beinhaltet weitere Informationen zu elektrischen Antrieben, detailliertere Maßnahmenbeschreibungen und die Möglichkeit, Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchzuführen.

# 4 Ergebnisse aus den Betriebsuntersuchungen

Insgesamt wurden für die Erstellung des Leitfadens folgende sechs Betriebe untersucht:

- Finnforest Merk
- Hirschvogel Umformtechnik
- Hofpfisterei
- MD Papier
- Roche Diagnostics
- SGL Carbon

In drei Vor-Ort-Terminen wurden gemeinsam mit den Energieverantwortlichen der Unternehmen zunächst Schwerpunkte für die Untersuchung gewählt und auf Basis einer Ist-Zustandsanalyse (Messung der betrachteten Verbraucher) Maßnahmen zur Optimierung der elektrischen Antriebe und deren Umfeld ermittelt.

Analog der oben beschriebenen Vorgehensweise wurden die ausgewählten elektrischen Antriebe gemeinsam mit dem technischen Betriebspersonal optimiert. Da der Leitfaden in Querschnittstechnologien untergliedert wurde, wurden in den Betrieben je ein bis zwei Bereiche untersucht.

Für die Verbrauchserfassung wurden, soweit verfügbar, Messwerte aus der betriebseigenen Gebäude- oder Prozessleittechnik verwendet. Anderenfalls wurde eine Strom- und Spannungsmessung mit Messgeräten der FfE oder betriebseigenen Messgeräten realisiert.

Bei den dreiphasigen Messungen wurden jeweils Strom, Spannung, Scheinleistung, Wirkleistung und Blindleistung aufgezeichnet. Je nach Betriebsweise der Anlage (Drehzahlregelung, Last- / Leerlaufmaschine) wurden längere Messzyklen installiert oder punktuelle Kurzzeitmessungen durchgeführt.

Auf Basis der Messergebnisse und der Angaben der Unternehmen wurde der jährliche Energieverbrauch der untersuchten Antriebe berechnet. Diese Daten dienten als Grundlage für die Ermittlung von Maßnahmen zur Optimierung der elektrischen Antriebe. Im Anschluss wurden die Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung mit den Betrieben hinsichtlich der Umsetzbarkeit diskutiert.

# 5 Beispiele aus den Pilotbetrieben

Nachfolgend werden zwei Beispiele aus den Pilotbetrieben vorgestellt.

## 5.1 Optimierung der Druckluftversorgung

Zur Druckluftversorgung des Werkes sind bei Finnforest Merk zwei ungeregelte Schraubenkompressoren mit je 55 kW installierter Leistung vorhanden. Die Messung der Leistungsaufnahme ist nachfolgend dargestellt.

Als Optimierungsmaßnahme wurde zunächst vorgeschlagen, die Leckage- und Leerlaufverluste von ca. 12 kW am Wochenende durch Abschaltung der Kompressoren zu betriebsfreien Zeiten zu vermeiden. Dadurch konnten bereits etwa 12.000 kWh/a eingespart werden. Als weitere Maßnahme wurde die Reduzierung des Druckniveaus von 9,1 auf 8,1 bar durchgeführt. Dadurch konnte die Leistungsaufnahme um etwa 3,5 kW verringert werden. Darüber hinaus wurde angedacht, die

Kompressoren mit einer Wärmerückgewinnung auszustatten. Die nutzbare Wärme könnte zur Warmwasserbereitung verwendet werden.

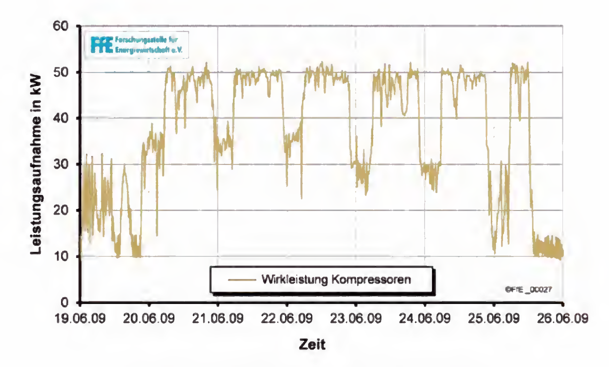



Abbildung 3: Wirkleistungsaufnahme der Kompressoren

## 5.2 Optimierung der Kühlwasserversorgung

Bei Roche Diagnostics sind für die Kühlwasserversorgung der Produktion sechs Pumpen installiert.

Tabelle 2: Pumpen für die Kühlwasserversorgung

| | Menge m³/h | Druck mWS | E-Motor kW | E-Motor Effizienzklasse | Bemerkung |
|---|---|---|---|---|---|
| Externe KW-Pumpe 1 | 110 | 45 | 22 | eff1 | |
| Externe KW-Pumpe 2 | 110 | 45 | 22 | eff1 | |
| Externe KW-Pumpe 3 drehzahlgeregelt | 250 | 60 | 75 | eff1 | |
| Externe KW-Pumpe 4 | 250 | 46 | 55 | eff1 | Feuerlöschpumpe |
| Externe KW-Pumpe 5 | 250 | 59 | 90 | eff2 | |
| Externe KW-Pumpe 6 | 250 | 60 | 75 | eff2 | ggf. Feuerlöschpumpe |

Eine der sechs Pumpen ist drehzahlgeregelt, alle anderen sind starre Läufer. Im Rahmen des Projektes wurde die Einschaltreihenfolge der Pumpen überprüft und mit-

tels Simulation die Zuschaltung optimiert. Der Druck im Netz liegt bei etwa 4 bar, allerdings wurde bisher die Pumpe 6, welche einen höheren Druck erzeugen kann, sehr früh zugeschaltet. Durch Änderung der Einschaltreihenfolge konnten in Abhängigkeit vom Volumenstrom verschieden hohe Einsparungen erzielt werden.

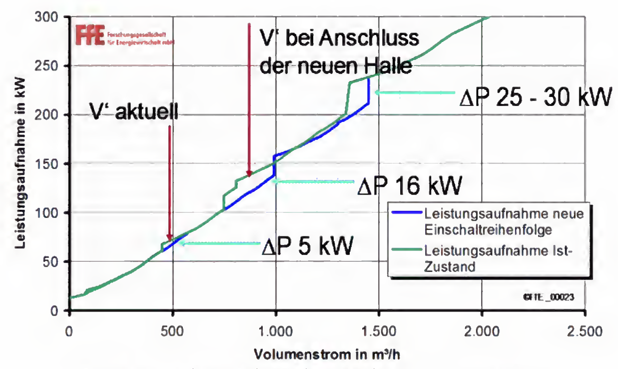



Abbildung 4: Leistungsaufnahme in Abhängigkeit vom Volumenstrom

Bereits bei dem momentanen Volumenstrom konnte eine Einsparung von ca. 2.000 €/a erzielt werden, ohne große Investitionen zu tätigen.

## 6 Ermittlung der erzielten Einsparungen und Ausblick

Die Energie-, Kosten- und $CO_2$-Einsparung der einzelnen Maßnahmen wurden in allen Unternehmen berechnet. Auf Grundlage dieser Ermittlungen und den mit den Pilotbetrieben erarbeiteten Maßnahmen können pro Jahr über 1 Mio. kWh Strom und knapp 500 t $CO_2$-Emissionen eingespart werden. Dies entspricht einer jährlichen Kostenersparnis von rund 90.000 €. Demgegenüber stehen Investitionskosten von ca. 115.000 €. Neben dem Einsatz von Frequenzumrichtern sind weitere, häufig vertretene Maßnahmen:

- Austausch des bestehenden Motors durch einen Hocheffizienzmotor,
- Anpassung der Regelung,
- Abschaltung zu produktionsfreien Zeiten oder
- Reduzierung des Druckniveaus.

Durch diese Maßnahmen lassen sich deutliche Energieeinsparungen realisieren. Neben den erzielten Einsparungen waren die aktive Beteiligung der Unternehmen und die gleichzeitige Wissensvermittlung an diese weitere Benefits des Projektes.

Mit Hilfe dieses Leitfadens und des EDV-Tools kann jeder Betrieb sein eigenes Einsparpotential im elektrischen Antriebsbereich ermitteln und auf dieser Basis Maßnahmen zur Energieoptimierung der elektrischen Antriebe umsetzen.

## Literaturverzeichnis

[1] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Leitfaden für das betriebliche Energiemanagement. München, 1997.

[2] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Infoblätter Druckluftsysteme. Berlin

[3] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Infoblätter Fördertechnik. Berlin

[4] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Infoblätter Kältetechnik. Berlin

[5] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Infoblätter Lufttechnik. Berlin

[6] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Transport: Das Europäische Motor Challenge Programm. Modul Antriebe. Brüssel, 2003.

[7] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Transport: Das Europäische Motor Challenge Programm. Modul Druckluftsysteme. Brüssel, 2003.

[8] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Transport: Das Europäische Motor Challenge Programm. Modul Ventilatorensysteme. Brüssel, 2003.

[9] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Transport: The European Motor Challenge Programme. Aktive Systeme zur Kälteerzeugung. Brüssel, 2006.

[10] Forschungszentrum Jülich GmbH, Programmgruppe Technologiefolgenforschung: IKARUS Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien – Teilprojekt 8 (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.) „Querschnittstechniken". Jülich, 1994.

# Erfassung von Gesamtwärmeverlusten betriebstechnischer Anlagen und Optimierung von Dämmsystemen im VDI-Richtlinienwerk

Martin Zeitler[1) ], Ernst-Günter Hencke[2)]

*[1)] Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München, 82166 Gräfelfing,*
*E-mail: zeitler@fiw-muenchen.de, Telefon: +49 89 85800-0*
*[2)] Verein Deutscher Ingenieure e.V., 40468 Düsseldorf,*
*E-mail: hencke@vdi.de, Tel. +49 2116214 416*

## Kurzfassung

In der Vergangenheit richteten sich die Aktivitäten zur Verbesserung der Dämmung betriebstechnischer Anlagen vor allem auf

- Die Entwicklung eines Leitfadens für die Auslegung von Dämmungen nach VDI 2055 Blatt 1
- Die Überwachung von Dämmstoffen im Rahmen der VDI-AG Gütesicherung

Die Überwachung von Dämmstoffen nach VDI oder Keymark ist mit den inzwischen veröffentlichten Europäischen Normen in eine neue Phase getreten. Nun fokussiert sich die Aufmerksamkeit auf komplette Dämmsysteme und Gesamtanlagen mit dem Ziel der Effizienzverbesserung.

## Stichworte

Betriebstechnische Anlage, Dämmung, Energieeffizienz, Optimierung

# 1 Einleitung

Im Bestand kommt es häufig vor, dass Bauteile oder Komponenten von Anlagen ungedämmt sind. Für ungedämmte Anlagenteile lässt sich eine hohe Rentabilität einer Dämmmaßnahme aufgrund des hohen Einsparpotentials und der damit verbundenen geringen Amortisationszeit einfach berechnen. Diese Vorgehensweise ist durchaus geeignet um Aufträge zu generieren. Meist trifft dieser Sachverhalt für Heizungsanlagen im Bestand zu, für die auch noch die Energieeinsparverordnung (EnEV) [1] als weiteres Argument für das Dämmen herangezogen werden kann.

Der grundlegende Ansatz, Energiesparen und Klimaschutz durch Dämmen zu betreiben und gleichzeitig Geld einzusparen, muss aber ein Anderer sein. Um glaubwürdig zu bleiben und gegenüber anderen Branchen, die ebenfalls mit ihren Produkten das Einsparen fossiler Energieträger versprechen, bestehen zu können, darf die Empfehlung zum Dämmen nicht nur als Mittel zu Zweck interpretiert werden.

Vielmehr muss die Nachhaltigkeit anstelle von Forderungen nach kürzester Amortisationszeit in den Vordergrund treten. Für einen langfristigen Erfolg muss eine effektive Dämmung unter Beachtung von ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten gesucht werden, bei der Wirtschaftlichkeit und Energieeinsparpotential über die geplante Nutzungsdauer der Anlage betrachtet werden.

Für Gebäude und ihre technische Ausrüstung wurde mit der EnEV [1] der legislative Rahmen geschaffen. Aber auch zum Senken des Energieverbrauches von Geräten, Maschinen und Apparaten kann die Dämmung ihren Beitrag leisten. Vielleicht nicht mehr, wie in der Vergangenheit mit einem Alleinstellungsmerkmal, aber immerhin stets hoch effizient [2]. Die Frage ist nur, welche technische und auch wissenschaftlich abgesicherte Argumentation hilft der Branche, dies unter Beweis zu stellen?

Mit dem Motto „Isolieren pro Klimaschutz“ startete die Fördergemeinschaft Dämmtechnik e. V. bereits im Jahr 2008 eine Kampagne, um ihre Mitgliedsunternehmen für dieses Thema zu qualifizieren. Mit dem durchaus richtigen Ansatz, nämlich sich nicht nur weiterhin auf die Gewährleistung der Oberflächentemperatur der Dämmung zu beschränken, sondern Investoren und Betreibern von betriebstechnischen Anlagen die für sie relevante Größe des Gesamtwärmeverlusts [3] zu benennen, wurde die Diskussion in der Branche angestoßen. Leider fehlten zu diesem Zeitpunkt belastbare Me-

thoden und Werte für die verschiedenen Bauteile und Komponenten, um diese Argumentation zeitnah umsetzen zu können.

Mit einer konstituierenden Sitzung der Führungskräfte der Branche wurde am 28. Januar 2009 beim VDI Verein Deutscher Ingenieure in Düsseldorf eine konzertierte Aktion angestoßen [4] und [5], um die Kräfte zu bündeln und die notwendigen Schritte einzuleiten. Dabei wurden folgende Gremien und Aktivitäten ins Leben gerufen:

- Lenkungsgremium „Energieeffizienz betriebstechnischer Anlagen“ (Vorsitzender: Klaus-W. Körner)
- Forschungsprojekt unter der Federführung des Forschungsinstituts für Wärmeschutz e.V. München (FIW) mit dem damit verbundenen Projektbegleitenden Ausschuss
- Richtlinienausschuss VDI 4610 zur Erstellung einer Richtlinie mit dem Titel „Energieeffizienz betriebstechnischer Anlagen – Aspekte des Wärme- und Kälteschutzes“ (Vorsitzender: Dr.-Ing. Martin Zeitler)

Mit eingebunden in diese Aktionen wurde die European Industrial Insulation Foundation (EiiF), eine neu gegründete Stiftung, die sich zum Ziel setzt, die Dämmung von Industrieanlagen unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz zu voranzutreiben und Betreiber europaweit für Maßnahmen zum Energiesparen durch Dämmen zu gewinnen.

Lenkungsgremium „Energieeffizienz betriebstechnischer Anlagen“

Das Lenkungsgremium ist als Teil des Fachausschusses „Energieanwendung“ der VDI- Gesellschaft Energie und Umwelt gegründet worden. Er tagt zweimal im Jahr und hat sich folgendes Selbstverständnis gegeben:

- Das Lenkungsgremium wird als ständiger Ausschuss tätig sein
- Verschiedene Interessensgruppen für Energieeffizienz werden eingebunden
- Die Ergebnisse sollen eine politische Außenwirkung im Hinblick auf den Beitrag der Dämmstoffindustrie zum Klimaschutz haben

- Die nationalen Richtlinien VDI 2055 und VDI 4610 sollten Grundlage für die internationale Normung bilden,
  Beispiel: EN ISO Berechnungsnorm
- Analog beginnen wir in Deutschland mit Forschungsaktivitäten mit dem Ziel, die Ergebnisse europäisch einzubinden und eine vernünftige, energieeffiziente Dämmung zu etablieren

## 2 Forschungs- und Richtlinienprojekt „Energieeinsparpotentiale bei technischen Dämmungen im Industrie- und Gewerbebereich"

Das Projekt wurde am 1. April 2010 begonnen und soll Ende März 2012 abgeschlossen werden. Es wird finanziert von der Industrie und dem FIW München. Öffentlicher Förderer ist das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie.

Mit der VDI 4610 „Energieeffizienz betriebstechnischer Anlagen" ist eine Richtlinie geplant, die grundlegende Methoden für eine Auslegung von Dämmungen und Wärmebrücken nach den Gesichtspunkten der Energieeinsparung angibt. Einfließen sollen dazu mehr oder weniger zeitgleich, die Ergebnisse aus dem o. g. Forschungsvorhaben.

Im Rahmen dieser Projekte sind folgende Arbeiten geplant bzw. in der Zwischenzeit abgeschlossen:

a) Bestandsaufnahme und Analyse

Für eine systematische Erfassung der Situation bei Bestandsanlagen wurde ein EDV-gestütztes Programm entwickelt. Die Dateneingabe erfolgt mit einem Aufnahmetool nach Abbildung 1.




Abbildung 1: Aufnahmetool mit Hilfe eines PDA

b) Entwicklung eines Berechnungsverfahrens

Auf der Basis eines Berechnungsprogrammes nach VDI 2055 Blatt 3 wird für jedes untersuchte Objekt der Gesamtwärmeverlust ermittelt. Bei Verwendung eines einzigen Messverfahrens ist das Ergebnis mit zu hohen Unsicherheiten behaftet. Daher werden für die Auswertung Prozessenergiebilanzen, Lüftungsbilanzen sowie Messungen von Wärmestromdichten an Oberflächen herangezogen. Auf der Basis der Analyse des Istzustandes unter Einbeziehung des Standes der Abwärmenutzung werden im Rahmen dieses Forschungsprojekts Optimierungsmethoden für die verschiedenen Anwendungsfälle entwickelt.

Für einen Rohrleitungsabschnitt ergibt sich der längenbezogene Gesamtwärmeverlust q´ aus dem Wärmeverlust der gedämmten Oberfläche und der Wärmebrücken nach Gleichung (1):

$$q' = q_{1,R} + \frac{\sum_{j=1}^{n} (k \cdot A)_j) \cdot \Delta\vartheta}{l_{ges}} = q_{1,R} \cdot (1 + z^*) \quad (1)$$

Die Größe $z^*$ beschreibt in dieser Gleichung den Einfluss anlagenbedingter Wärmebrücken. Abbildung 2 gibt einen Überblick zur historischen Entwicklung sowie zur

Perspektive beim Aufbau der Dämmsysteme. Bei manchen Altanlagen findet man heute immer noch ungedämmte Flansche, Armaturen und Messstrecken sowie Dämmungen, die nach rein betriebstechnischen Gesichtspunkten bemessen wurden. Heutzutage wird dagegen eine wirtschaftliche und ökologische Dammung angestrebt. Eine Einteilung des Zustandes der Dämmung in Effizienzklassen ist prinzipiell möglich.

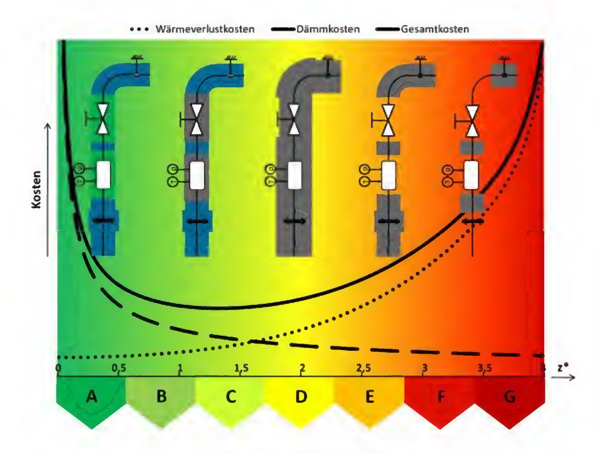



Abbildung 2: Energieeffizienzklassen betriebstechnischer Anlagen

Der Weg führt über eine Optimierung der Gesamtkosten nach Gleichung (2), die aus der Summe der Kosten für den Wärmeverlust, die Dämmung der Oberflächen und der Wärmebrücken entstehen.

$$K = K_Q + K_{\text{Dämmung}} + K_{\text{WB}} \qquad (2)$$

Wichtig dabei ist, dass in den Wärmeverlustkosten alle Kosten der Wärmebereitstellung nach Tabelle 1 berücksichtigt werden, die mit dem Energieverbrauch in Verbin-

dung stehen. Je nach Brennstoff sind die Wärmegestehungskosten 2-5mal so groß wie die Brennstoffkosten.

| Variable Kosten | Fixe Kosten |
|---|---|
| | |
| Bezugskosten für Ausgangsstoffe (z.B. Brennstoffe, Hilfsstoffe) | Kapitalkosten für Anlage und Verteilung |
| Instandhaltungskosten | Versicherungen |
| Kosten für $CO_2$-Emissionen | Externe Dienstleistungen |
| Emissionsabgaben | Personalkosten |

Tab. 1: Kostenbestandteile von Wärmepreisen

Zunächst steht dabei die Optimierung des Dämmaufbaus im Vordergrund. Nach VDI 2055 Blatt 1 wurden bisher lediglich Dämmdicken wirtschaftlich optimiert. Der nächste Arbeitsschritt umfasst nun die Optimierung mehrschichtiger Dämmungen mit Ummantelungen.
Gleichung (3) enthält die wichtigsten Zielgrößen.

$$q_{LR} = \frac{(\vartheta_M - \vartheta_L) \cdot 2 \cdot \pi \cdot \lambda_B}{\ln\left(1 + \frac{2 \cdot s}{d_i}\right) + \frac{2 \cdot \lambda_B}{\left(1 + \frac{2 \cdot s}{d_i}\right) \cdot d_i \cdot \left(\alpha_k + 4 \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot T_m^3\right)}} \quad (3)$$

Zielgrößen der Dämmungsoptimierung sind:

- Dämmschichtdicke s
- Betriebswärmeleitfähigkeit (Dämmstoff(e), Dämmaufbau, dämmtechnisch bedingte Wärmebrücken, offene Fugen usw.)
- Emissionsgrad der Ummantelung

Da bei betriebstechnischen Anlagen die anlagenbedingten Wärmebrücken, das sind Armaturen, Ventile, Lager, Aufhängungen etc. einen hohen Anteil, manchmal sogar einen dominanten Anteil am Gesamtwärmeverlust haben, ist es erforderlich, belastba-

re Kennwerte für diese Anlagenkomponenten zu ermitteln. Die bisherigen Berechnungsgrundlagen halten hierfür nur pauschale Anhaltswerte vor, die für eine grobe Abschätzung und allgemeine Aussagen herangezogen werden. Diese sind aber völlig unzureichend für eine individuelle Optimierungsaufgabe des Wärme- oder Kälteschutzes einer betriebstechnischen Anlage. Begleitend zu den o. g. Aufgaben sollen deshalb die Kennwerte für die wichtigsten und am häufigsten auftretenden Komponenten in Form des k·A-Wertes (Wärmedurchgangskoeffizient x Fläche) mit Hilfe von FEM-Programmen berechnet, mit Hilfe der HOT-BOX-Methode experimentell untersucht und anschließend katalogisiert werden (Wärmebrückenkatalog).



Abbildung 3: Messeinrichtung zur Bestimmung von k·A-Werten von Wärmebrücken

Zu unterscheiden sind bei der Anlagenoptimierung folgende Fälle:

1. Anlagenverbesserung: Hier geht es in erster Linie um die wirtschaftliche Verbesserung der Wärmebrücken, die Dämmung ungedämmter oder unzureichend gedämmter Anlagenteile unter Einhaltung bestimmter Randbedingungen (z.B. Abstände).
2. Retrofit: Hier kann ein Dämmungsaustausch ohne Berücksichtigung der Abrisskosten der Altdämmung vorgenommen werden. Das neue Dämmsystem wird hinsichtlich Dämmschichtdicke und Betriebswärmeleitfähigkeit optimiert (ggf. auch mit Randbedingungen).
3. Neubau: Dämmsystem wird wie unter 2 optimiert

Die Zielfunktion lautet für einen Rohrleitungsabschnitt:

$$K_{1,ges} = \left( q_{1,R} + \frac{\sum_{j=1}^{n} (k \cdot A)_j) \cdot \Delta \vartheta}{l_{ges}} \right) \cdot f \cdot W \cdot \beta + b \cdot \left( J_{1,R.} + \frac{1}{l_{ges}} \cdot \sum_{j=1}^{n} J_j ((kA)_j) \right) \rightarrow \text{Min} \tag{4}$$

Sie kann in den Dämmungsanteil und n Wärmebrückenanteile zerlegt werden und ermöglicht somit im ersten Schritt eine getrennte Behandlung von $n+1$ Zielfunktionen.

Damit reduziert sich die Aufgabe in erster Linie auf die diskrete Optimierung des Verhältnisses von Betriebswärmeleitfähigkeit und Dämmschichtdicke mit Variation der Ummantelung, auf die Optimierung der einzelnen Wärmebrücken mit anschließender Nachjustierung des Optimums.

## Literatur

VDI 2055 Blatt 1:2008-09 Wärme- und Kälteschutz von betriebstechnischen Anlagen in der Industrie und in der Technischen Gebäudeausrüstung; Berechnungsgrundlagen (Thermal insulation of heated and refrigerated operational installations in the industry and the building services; Calculation rules). Berlin: Beuth Verlag

VDI 2055 Blatt 2 (Entwurf in Vorbereitung), Berlin: Beuth Verlag

VDI 2055 Blatt 3 Entwurf: 2010-5 Wärme- und Kälteschutz von betriebstechnischen Anlagen in der Industrie und in der Technischen Gebäudeausrüstung; Technische Grundlagen zur Überprüfung der wärmetechnischen Eigenschaften von Dämmsystemen, Ermittlung von Gesamtwärmeverlusten Berlin: Beuth Verlag (Weißdruck in Vorbereitung),

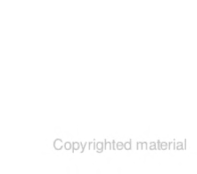
[1] Energieeinsparverordnung (vom 29.04.2009) – EnEV 2009

[2] Kosten und Potentiale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland, McKinsey&Company

[3] Martin Zeitler, Die Bedeutung des Gesamtwärmeverlusts „Q", ISOLIERTECHNIK Jahrgang 2010, Heft 2, Seiten 14 bis 15

[4] „Energieausweis" für betriebstechnischen Anlagen, ISOLIERTECHNIK Jahrgang 2009, Heft 1, Seite 10

[5] „Energieeffizienz betriebstechnischen Anlagen" ISOLIERTECHNIK Jahrgang 2009, Heft 2, 6 und 7



Industrie und Haushalte verursachen zusammen rund 55 % des deutschen Endenergiebedarfs und bieten großes Potential zur Energieeinsparung und $CO_2$-Reduktion. Gestiegene Ansprüche an die Energieversorgung werden dabei künftig die Einbindung erneuerbarer Energien, eine intelligente Verteilung und letztlich einen effizienteren Umgang mit Energie erfordern. Das von der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (VDI-GEU) und dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) organisierte Expertenforum widmete sich der Diskussion um die Entwicklung und den Einsatz von Effizienztechnologien und -maßnahmen in Städten und der Industrie sowie deren technischer, ökonomischer und ökologischer Bewertung. Der vorliegende Tagungsband beleuchtet die anstehenden Herausforderungen, aber auch die Chancen für Industrie und Städte, und beinhaltet diverse Beiträge rund um das Thema.




ISBN 978-3-86644-710-3